



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**“ESTUDIO Y ANÁLISIS DEL USO DE LA POLIALFAOLEFINA
EN UN FLUIDO DRILL-IN PARA LOGRAR DISMINUIR EL
DAÑO A LA FORMACIÓN”**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
DE INGENIERO DE PETRÓLEOS**

JOSÉ JAVIER PEÑA CANDO

DIRECTOR: ING. BENJAMÍN HINCAPIÉ

QUITO, JULIO 2014

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2014
Reservados todos los derechos de reproducción

DECLARACIÓN

Yo, **JOSÉ JAVIER PEÑA CANDO**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

JOSÉ JAVIER PEÑA CANDO

C.I. 020166061-0

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**DISMINUCIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN EMPLEANDO UNA POLIALFAOLEFINA EN UN FLUIDO DRILL-IN UTILIZADO EN LAS ZONAS PRODUCTORAS**”, que para aspirar al título de Ingeniero de Petróleos fue desarrollado por **Javier Peña Cando**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación 18 y 25, fue desarrollado en su totalidad por Raúl Gregorio Martínez Pérez, bajo mi supervisión.

ING. BENJAMÍN HINCAPIÉ
DIRECTOR DE TESIS

DEDICATORIA

A Dios, por sobre todas las cosas que me ha iluminado ante difícil situación que me ha tocado vivir frente a mi enfermedad para poder superarme y lograr un éxito en mis estudios y en mi vida.

A mis padres; Ángel y María gracias a su apoyo moral y constante para poder seguir adelante ante cualquier obstáculo que se presente en la vida y poder culminar mi carrera universitaria.

A mis todos mis familiares por su apoyo moral, a mi amada hija Mishell Alexandra por estar conmigo en las buenas y malas, por darme la alegría y apoyo de cada día.

A María Elena por brindarme su amor y comprensión, por ser una de mis bases en cada momento de mi vida.

Javier Peña Cando

AGRADECIMIENTO

A Dios, por darme la fortaleza para seguir adelante ante los obstáculos que se presente en la vida y a mi familia por estar en todo momento juntos brindándome ese apoyo que siempre se necesita.

Agradezco a la empresa Q-MAX Drilling Fluids Ecuador S.A por permitir desarrollar mi tesis, especialmente al Ing. Glen Obando y al Ing. Jorge Mora por darme la oportunidad de trabajar y estudiar hasta culminar mis estudios y compartir sus conocimientos en área de fluidos de perforación.

Al Ing. Benjamín Hincapié mi director de tesis quien me ha prestado su ayuda para desarrollar mi tesis.

A las autoridades de la Universidad Tecnológica Equinoccial y Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Al Ing. Jorge Viteri, Decano de la Facultad, que me brindó su apoyo en la parte final de mis estudios.

Javier Peña Cando

CERTIFICADO

QMAX ECUADOR S.A., certifica que el señor José Javier Peña Cando con cédula de identidad No. 020166061-0 realizó su tesis para la obtención del Título de Ingeniero de Petróleos; siendo el tema de tesis "ESTUDIO Y ANALISIS DEL USO DE LA POLIALFAOLEFINA EN UN FLUIDO DRILL-IN PARA LOGRAR DISMINUIR EL DAÑO A LA FORMACION"; desde el 10 de mayo al 15 de julio de 2014.

El portador del presente certificado; puede hacer uso como ha bien tuviere.

Sin otro particular, nos suscribimos,

Atentamente,

QMAX ECUADOR S.A.



Brénda Pantoja

COORDINADORA DE RECURSOS HUMANOS

Quito, Julio de 2014

ÍNDICE DE CONTENIDO

	PÁGINA
RESUMEN	xiii
ABSTRACT	xiv
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 OBJETIVO GENERAL	2
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
2. MARCO TEÓRICO	4
2.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN	4
2.1.1 DEFINICIÓN	4
2.2 COMPOSICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	5
2.2.1 COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA	5
2.2.1.1 Principales componentes de un fluido de perforación base agua	6
2.2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA	6
2.2.2.1 Fluidos no-dispersados	7
2.2.2.2 Fluidos dispersados	7
2.2.2.3 Fluidos tratados con calcio	7
2.2.2.4 Fluidos de polímeros	8
2.2.2.5 Fluidos de bajos sólidos	8
2.2.2.6 Sistemas de agua salada	8
2.2.3 FLUIDOS BASE ACEITE	9
2.2.3.1 Fluidos de Emulsión Inversa	9
2.2.3.2 Fluidos de Emulsión Directa	9
2.2.4 FLUIDOS SINTÉTICOS	10
2.3 FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	10
2.3.1 TRANSPORTAR LOS RIPIOS DE PERFORACIÓN DEL FONDO DEL HOYO HACIA LA SUPERFICIE	10

2.3.2 PREVENIR EL DERRUMBAMIENTO DE LAS PAREDES DEL HOYO Y CONTROLAR LAS PRESIONES DE LAS FORMACIONES PERFORADAS	12
2.3.3 MANTENER EN SUSPENSIÓN LOS RIPIOS Y EL MATERIAL DENSIFICANTE CUANDO SE INTERRUMPE LA CIRCULACIÓN	13
2.3.4 ENFRIAMIENTO Y LUBRICACIÓN DE LA SARTA DE PERFORACIÓN	14
2.3.5 PREVENIR DAÑOS A LA FORMACIÓN	15
2.3.6 FACILITAR LA MÁXIMA OBTENCIÓN DE INFORMACIÓN SOBRE LAS FORMACIONES PERFORADAS	16
2.3.7 TRANSMITIR POTENCIA HIDRÁULICA A LA BROCA	17
2.3.8 FLOTABILIDAD	18
2.3.9 FACILITAR LA CEMENTACIÓN Y COMPLETACIÓN	18
2.4 PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	19
2.4.1 PROPIEDADES FÍSICAS	19
2.4.1.1 Densidad	19
2.4.1.2 Reología	20
2.4.1.2.1 Viscosidad Plástica	20
2.4.1.2.2 Viscosidad Aparente	21
2.4.1.2.3 Resistencia a la Gelatinización	22
2.4.1.2.4 Punto Cedente	23
2.4.1.3 Pérdida de Filtrado	23
2.4.1.4 Control de sólidos	24
2.5 FLUIDO DE PERFORACIÓN QUE UTILIZA QMAX	24
2.6 DAÑO DE FORMACIÓN	26
2.6.1 ORIGEN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN	28
2.6.1.1 Daño por perforación	28
2.6.1.2 Daño por cementación	31
2.6.1.3 Daño por cañoneo o punzado	31
2.6.1.4 Daños por fluidos de completación	32
2.6.2 MECANISMOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN	33

2.6.2.1	Daño a la formación producido mecánicamente	33
2.6.2.2	Daño producido químicamente	37
2.6.2.3	Daño inducido biológicamente	39
2.6.2.4	Daño inducido térmicamente	39
2.6.3	FACTORES QUE PROVOCAN EL DAÑO DE LA FORMACIÓN	40
2.6.3.1	Formación de revoque	40
2.6.3.2	Filtración	41
2.6.4	FACTORES QUE AFECTAN A LA FILTRACIÓN	46
2.7	FLUIDOS DRILL-IN	47
2.7.1	CARACTERÍSTICAS DE UN FLUIDO TIPO DRILL-IN	48
2.7.2	BENEFICIOS DE UTILIZAR EL FLUIDO DRILL-IN	49
2.7.3	COMPOSICIÓN DEL FLUIDO DRILL-IN	49
2.7.3.1	Formulación del fluido drill-in	55
3.	METODOLOGÍA	56
3.1	DESCRIPCIÓN DEL CAMPO LIMONCOCHA	56
3.1.1	ANTECEDENTES DEL CAMPO LIMONCOCHA	56
3.1.2	UBICACIÓN GEOGRÁFICA	57
3.1.3	DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA	57
3.1.4	LITOLOGÍA	59
3.1.5	PROPIEDADES PETROFÍSICAS	62
3.1.6	PRESIÓN DE RESERVORIO	64
3.1.7	LIMONCOCHA, RESERVORIO “U” INFERIOR	64
3.2	PRUEBAS DE LABORATORIO Y DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS PARA UN FLUIDO DRILL-IN	66
3.2.1	DENSIDAD DEL LODO	66
3.2.1.2	Equipo	67
3.2.1.3	Calibración	67
3.2.1.4	Procedimiento	68
3.2.2	CONCENTRACIÓN IÓNICA DE HIDROGENO (PH)	69
3.2.2.1	Descripción	69
3.2.2.2	Procedimiento con cintas de Papel pH (cintas de papel colorimétrico)	70

3.2.2.3 Medidor de pH con electrodo	70
3.2.3 VISCOSIDAD DEL FLUIDO	72
3.2.3.1 Viscosímetro rotativo	72
3.2.3.1.1 Descripción	72
3.2.3.1.2 Especificaciones del viscosímetro de indicación directa	72
3.2.3.1.3 Procedimiento para determinar la viscosidad plástica, viscosidad aparente y el punto cedente	73
3.2.3.1.4 Procedimiento para determinación del esfuerzo gel	74
3.3 PRUEBAS ESPECIALES DE LUTITAS Y FLUIDO DRILL-IN	75
3.3.1 DISPERSIÓN DE LUTITAS.	75
3.3.1.1 Materiales	75
3.3.1.2 Descripción del procedimiento	75
3.3.2 LUBRICIDAD	78
3.3.2.1 Descripción	78
3.3.2.2 Procedimiento	79
3.3.3 PRUEBA CON FILTRO API (FILTRADO)	81
3.3.3.1 Equipo	81
3.3.3.2 Procedimiento	82
3.3.4 Prueba de taponamiento de permeabilidad (PPT)	83
3.3.4.1 Equipo	84
3.3.4.2 Procedimiento de ensamblaje	85
3.3.4.3 Procedimiento de Prueba	92
4. ANÁLISIS Y RESULTADOS	96
4.1 PRUEBA DE DISPERSIÓN DE LUTITAS	96
4.1.1 PREPARACIÓN DE LOS FLUIDOS	96
4.1.2 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE DISPERSIÓN	96
4.1.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA PRUEBA DE DISPERSIÓN	102
4.2 PRUEBAS DE FILTRADO API Y LUBRICIDAD	104
4.2.1 PREPARACIÓN DEL FLUIDO DRILL-IN QMAX	104
4.2.2 PREPARACIÓN DEL FLUIDO DRILL-IN + C-MUL	105

4.2.3 RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS DE FILTRADO API Y LUBRICIDAD	106
4.3 PRUEBA DE TAPONAMIENTO DE PERMEABILIDAD (P.P.T)	111
4.3.1 PREPARACIÓN DEL FLUIDO DRILL-IN + C-MUL	111
4.3.2 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE TAPONAMIENTO DE PERMEABILIDAD (P.P.T)	112
4.3.3 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA PRUEBA DE TAPONAMIENTO DE PERMEABILIDAD (P.P.T)	114
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	121
5.1 CONCLUSIONES	121
5.2 RECOMENDACIONES	124
BIBLIOGRAFÍA	126
GLOSARIO	127
ANEXOS	129

ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
Tabla 2.1 Componentes de los fluidos base agua	6
Tabla 2.2 Valores de daño y sus condiciones de pozo	28
Tabla 2.3 Clasificación del tamaño de sólidos cortados de formación	29
Tabla 2.4 Componentes del fluido Drill-in	49
Tabla 2.5 Formulación del fluido drill-in	55
Tabla 3.1 Propiedades petrofísicas por pozo, Campo Limoncocha, “U” Inferior	63
Tabla 3.2 Presiones iniciales – actuales	64
Tabla 4.1 Componentes del fluido drill-in para prueba de dispersión	97
Tabla 4.2 Resultados de dispersión del fluido Qmax vs Blanco (Agua)	97
Tabla 4.3 Componentes del fluido inhibidor con C-MUL al 4%	97
Tabla 4.4 Resultados de dispersión del C-MUL al 4% VS Blanco (Agua)	98
Tabla 4.5 Componentes del fluido inhibidor con C-MUL al 5%	98
Tabla 4.6 Resultados de dispersión del C-MUL al 5% VS Blanco (Agua)	98
Tabla 4.7 Componentes del fluido inhibidor con C-MUL al 6%	99
Tabla 4.8 Resultados de dispersión del C-MUL al 6% VS Blanco (Agua)	99
Tabla 4.9 Componentes del fluido inhibidor con C-MUL al 7%	100
Tabla 4.10 Resultados de dispersión del C-MUL al 7% VS Blanco (Agua)	100
Tabla 4.11 Componentes del fluido inhibidor con Glymax al 1,5%	100
Tabla 4.12 Resultados de dispersión utilizando glymax al 1,5% VS Blanco (Agua)	101
Tabla 4.13 Componentes del fluido inhibidor con Maxdril al 0,15gal/bbl.	101
Tabla 4.14 Resultados de dispersión utilizando maxdril a 0,15gal/bbl VS Blanco (Agua).	102
Tabla 4.15 Componentes del fluido drill-in	106
Tabla 4.16 Resultados de reología, filtrado API y Lubricidad del fluido drill-in	106
Tabla 4.17 Componentes del fluido drill-in + C-Mul (Polialfaolefina)	107
Tabla 4.18 Resultados de reología, filtrado API y Lubricidad del fluido drill-in + C-Mul (Polialfaolefina) antes de rodamiento	107

Tabla 4.19	Resultados de reología, filtrado API y Lubricidad del fluido drill-in + C-Mul (Polialfaolefina) después de rodamiento	108
Tabla 4.20	Componentes del fluido drill-in	112
Tabla 4.21	Resultados de la Prueba de Taponamiento de Permeabilidad de los fluidos Drill-in a 150°F y 1400psi antes de rodamiento	113
Tabla 4.22	Parámetros de filtración del P.P.T	113
Tabla 4.23	Resultados de la Prueba de Taponamiento de Permeabilidad de los fluidos Drill-in a 150°F Y 1500psi después de 16 horas de rodamiento	114
Tabla 4.24	Parámetros de filtración del P.P.T.	114
Tabla 4.25	Resultados de filtrado P.P.T antes y después de rolar a 150°F.	120
Tabla 4.26	Parámetros de filtración P.P.T	120

ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
Figura 2.1 Evacuación de los cortes de perforación	11
Figura 2.2 Prevenir derrumbes y controlar presiones de formación	13
Figura 2.3 Suspensión de recortes de perforación	14
Figura 2.4 Lubricación de la sarta de perforación	15
Figura 2.5 Minimizar daño a la formación	16
Figura 2.6 Formaciones perforadas	17
Figura 2.7 Trasmite potencia hidráulica	18
Figura 2.8 Generalización típica del perfil de comportamiento de las gelatinosidades que se presentan en los fluidos de perforación base agua	22
Figura 2.9 Daño a la formación por invasión de partículas solidas	26
Figura 2.10 Túnel típico de perforación, Perforación jet	29
Figura 2.11 Daño causado durante la cementación	31
Figura 2.12 Daño durante el cañoneo	32
Figura 2.13 Esquema de migración sólidos finos en la formación	34
Figura 2.14 Distribución de los fluidos en el medio poroso	35
Figura 2.15 Comparación de un pozo con mal revoque	40
Figura 2.16 Formación del revoque	42
Figura 2.17 Invasión del filtrado	44
Figura 2.18 Pérdida de fluido dinámico contra pérdida de fluido estático	46
Figura 3.1 Mapa de ubicación del campo Limoncocha	57
Figura 3.2 Mapa estructural Campo Limoncocha Yacimiento U Inferior	58
Figura 3.3 Limoncocha H-040 Máster Log Yacimiento "U"	61
Figura 3.4 Correlación Estructural-Estratigráfica Campo Limoncocha SO-NE.	62
Figura 3.5 Histórico de Presiones, Limoncocha, Arena "U" Inferior	65
Figura 3.6 Mecanismo de Empuje, Limoncocha, Arena "U" Inferior	65
Figura 3.7 Balanza presurizada	67
Figura 3.8 Balanza Ofite Normal	68

Figura 3.9 Balanza presurizada Fann	68
Figura 3.10 Cintas de papel pH	70
Figura 3.11 Medidor de pH con electrodo	71
Figura 3.12 Viscosímetro fann de 6 velocidades	73
Figura 3.13 Viscosímetro ofite de 8 velocidades	74
Figura 3.14 Lavado de muestras de lutitas	76
Figura 3.15 Tamiz de 40mesh	76
Figura 3.16 Balanza analítica y Celda de rolamiento	77
Figura 3.17 Horno de rolamiento	77
Figura 3.18 Lavado de lutitas luego de la dispersión	78
Figura 3.19 Equipo de lubricidad ofite	79
Figura 3.20 Calibración del equipo de lubricidad	80
Figura 3.21 Filtro prensa API.	83
Figura 3.22 Termostato de la camisa de calentamiento y termómetro metálico	85
Figura 3.23 Saturación del disco de cerámica con agua dulce(fluido base)	86
Figura 3.24 Celda en posición "IN" de la parte inferior	87
Figura 3.25 Extractor T con el pistón dentro de la celda	87
Figura 3.26 Conexión de la válvula y manguera hidráulica a la tapa de entrada de la celda	88
Figura 3.27 Colocamos una regla para observar desplazamiento	89
Figura 3.28 Adición del fluido dril-in + polialfaolefina	90
Figura 3.29 Colocación del disco de cerámica o núcleo de formación	90
Figura 3.30 Instalación de la válvula de vástago, recibidor de contra-presión y ensamble de presurización	91
Figura 4.1 Resumen del porcentaje de dispersión de los productos evaluados vs agua (Blanco).	102
Figura 4.2 Resumen de filtrado API antes y después de rolamiento	108
Figura 4.3 Resumen de lubricidad antes y después de rolamiento	110
Figura 4.4 Tiempo Vs Filtrado (PPT- Prueba de taponamiento de permeabilidad) Fluido A (componentes del Qmax).	117

Figura 4.5	Tiempo Vs Filtrado (PPT- Prueba de taponamiento de permeabilidad) Fluido B empleando el C-Mul al 4%	117
Figura 4.6	Tiempo Vs Filtrado (PPT- Prueba de taponamiento de permeabilidad) Fluido C, empleando en C-Mul al 5%.	118
Figura 4.7	Tiempo Vs Filtrado (PPT- Prueba de taponamiento de permeabilidad) Fluido D, empleando en C-Mul al 6%.	118
Figura 4.8	Tiempo Vs Filtrado (PPT- Prueba de taponamiento de permeabilidad) Fluido E, empleando en C-Mul al 7%.	119
Figura 4.9	Disco de cerámica de 750mD y garganta de poro de 5 μ m	120

ÍNDICE DE ECUACIONES

	PÁGINA
Ecuación 1. Presión de la formación	12
Ecuación 2. Presión hidrostática	12
Ecuación 3. Factor de daño	26
Ecuación 4. Ley de Darcy	44
Ecuación 5. Peso	68
Ecuación 6. Valor de dsipersión	78
Ecuación 7. Filtrado	94
Ecuación 8. Spurt Loss	94

ÍNDICE DE ANEXOS

	PÁGINA
Anexo 1.	
Programa de fluidos de perforación del pozo Limoncocha H-60H	129
Anexo 2.	
Profundidad de las areniscas del pozo Limoncocha H-60H	130
Anexo 3.	
Programa de densidad del pozo Limoncocha H-60H	131
Anexo 4.	
Ficha técnica del C-Mul (Polialfaolefina)	132
Anexo 5.	
Análisis de Granulometría del CAMIX (Carbonato de Calcio)	133
Anexo 6.	
Hoja técnica del glymax	134
Anexo 7.	
Hoja técnica del maxdril	
Anexo 8.	
Hoja técnica del QLube	136

RESUMEN

Al perforar un pozo petrolero el fluido de perforación es la fuente vital para terminar con éxito dicho objetivo, cumpliendo con propiedades físico-químicas y funciones del fluido de perforación, evitando problemas de inestabilidad de las paredes del pozo, atascamiento de tuberías y minimizando el daño a la formación productora y el pozo sea rentable.

El objetivo principal de este estudio es disminuir el daño a la formación productora mediante el uso de una polialfaolefina y mejorar la inhibición al atravesar formaciones con lutitas cuando se utiliza un fluido drill-in evitando el lavado y derrumbes de las paredes del pozo mientras se perfora o se realiza viajes de calibración de hueco, teniendo en cuenta procedimientos y criterios técnicos durante la evaluación del producto.

Se probaron los inhibidores Maxdril, Glymax y lubricantes Q Lube que utiliza Qmax y se probó el nuevo inhibidor C-Mul (polialfaolefina), mediante análisis básicos recomendados por API (Instituto Americano del Petróleo) y otras pruebas especiales como: dispersión de lutitas, prueba de lubricidad y P.P.T (prueba de taponamiento de permeabilidad) donde se determinó la capacidad de inhibir las lutitas para mantenerlas más estables, además si ayuda o mejora la lubricidad el fluido drill-in para reducir el torque en la sarta de perforación.

Con la información recopilada de varios pozos perforados en el campo Limoncocha se obtiene la presión de reservorio de la arenisca "U inferior" y poder aplicar la presión diferencial requerida en el equipo P.P.T (prueba de taponamiento de permeabilidad), se escogió el mejor del **spurt loss** y se probó finalmente con disco de cerámica con similar permeabilidad al de la arenisca "U inferior" pero se determinó que solo el producto no actúa con controlador de filtrado el mismo que necesita de un cierto porcentaje de un producto de control de filtrado para ayudar a disminuir el daño a la formación productora.

ABSTRACT

When drilling an oil well drilling fluids source is vital to successfully complete this objective, provided physicochemical properties and functions of the drilling fluid, avoiding problems of instability of the pit walls, stuck pipe and minimizing damage the producing formation and the well profitable.

The main objective of this study is to reduce the damage to the producing formation using a PAO and improve inhibition shale formations through when a fluid is used in drill-washing and avoiding the collapse of the borehole while drilling or space travel calibration is performed, taking into account technical procedures and criteria for product evaluation.

Dispersion of shale Evidence: Maxdril, Glymax, Q Lube lubricants and inhibitors using Qmax and the new C-Mul inhibitor (PAO) was tested, recommended by API (American Petroleum Institute) and other special core analysis tests were tested as lubricity and PPT (permeability plugging test) where the ability to inhibit shale to maintain more stable was determined, also if help or lubricity enhancing the drill-in fluid to reduce the torque on the drill string.

With the information collected from several wells drilled in the field Limoncocha pressure reservoir sandstone "lower U" is obtained and applied to the differential pressure required in the PPT team (permeability plugging test), was chosen the best of the spurt loss and finally honest with ceramic disc with Similar permeability sandstone "lower U" but it was determined that the product not only works with the same filter driver that requires a certain percentage of a control product to help filter to lessen the damage to the producing formation.

1. INTRODUCCIÓN

Durante muchos años, la industria petrolera ha fijado grandes funciones o áreas de trabajo dentro de sus organizaciones, cada una de estas funciones cumplía con sus objetivos específicos, tanto el área de perforación como workover, perforaba y reparaba pozos respectivamente, atendiendo a la necesidad más inmediata fijada por la organización de producción e ingeniería de yacimientos, que es incrementar la producción perforando nuevos pozos o mediante su reparación.

El daño de formación o "Skin" es una frase muy bien conocida actualmente en la Industria Petrolera, representa la caída de presión en la cara de la formación, debido a restricciones de flujo en el medio poroso, causando la reducción de permeabilidad en la vecindad del pozo y disminución del índice de productividad.

La finalidad de la última sección de perforar un pozo de petróleo es alcanzar la máxima producción posible de hidrocarburo. Para ello hay que preservar la zona productora mediante el uso del fluido drill-in el cual causa la mínima distorsión posible en las propiedades de la roca y en los fluidos en que ella se contiene, obteniéndose así la máxima productividad del pozo.

El fluido drill-in que utiliza QMAX ECUADOR S.A el cual tiene como componente principal el carbonato de calcio (CaCO_3) desarrolla un sistema en base a una técnica de puenteo que controla efectivamente la fuga de fluido hacia la formación productora y utiliza un inhibidor de lutitas como el glicol evitando que se forma cavernas por falta de una buena inhibición en el sistema utilizado para perforar la sección productora.

Es importante que los fluidos de perforación tengan el mínimo filtrado posible, para minimizar la invasión a la formación. Debe entenderse que la filtración depende en gran manera de la capacidad del fluido de formar un revoque impermeable contra la cara del medio poroso, para controlar el filtrado.

La invasión de sólidos y el daño de formación pueden ser minimizados por la adición de materiales sellantes a los fluidos de perforación.

La medida del tamaño de la distribución de sólidos en los lodos se los realiza por medio de cálculos del tamaño de los poros de la roca.

Partículas con diámetros más pequeños que 13 veces el diámetro promedio de los granos de arena de la formación invade el espacio poroso y posiblemente llega a tapar el interior de la matriz de la formación.

Está establecido que las partículas de lodo pueden invadir la formación y causar daños, bloqueando los canales de flujo, sin embargo las partículas de lodo solo puede penetrar en la formación durante el spurt loss (cuando la formación está expuesta por primera vez a la broca), antes de que sea establecido el revoque. Una vez que el revoque está totalmente formado, se filtra los sólidos más finos debido a su estructura y a su baja permeabilidad.

1.1 OBJETIVO GENERAL

Demostrar que la utilización de una polialfaolefina en el fluido drill-in ayudará a disminuir el daño a la formación (control de pérdida de filtrado), además mejorará la inhibición de las lutitas y ayuda a una mejor lubricidad del fluido dosificando de manera correcta en el campo Limoncocha.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- 1 Disminuir el hinchamiento de las lutitas mediante la utilización de una polialfaolefina en el fluido drill-in, para evitar problemas de hueco apretado y riesgos de pega de tubería.
- 2 Disminuir el daño a la formación mediante el control de la pérdida de filtrado al perforar la zona productora utilizando una polialfaolefina en el fluido drill-in.

- 3 Determinar la cantidad en gal/bbl del nuevo producto que actúa de manera eficiente para inhibir las lutitas y controlar la pérdida de filtrado.
- 4 Determinar el spurt loss (filtrado antes de que se forma el revoque).

2. MARCO TEÓRICO

2.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

2.1.1 DEFINICIÓN

“El fluido de perforación se define de acuerdo al API, como: El fluido de circulación usado en las operaciones de perforación rotatoria, empleado para cumplir una o todas las funciones requeridas durante las operaciones de perforación” (Qmax México, 2010, p. 27).

El término “**FLUIDO DE PERFORACIÓN**”, incluye gas, aire, petróleo, agua, y suspensión coloidal a base de agua y arcilla.

Además los fluidos de perforación deben poseer la capacidad de tener propiedades físicas y químicas que le permitan adaptarse a una gran variedad de condiciones, para satisfacer diversas funciones como: estabilidad de la pared del pozo, acarrear los cortes perforados desde el fondo hacia la superficie, enfriar y lubricar la broca, controlar las presiones de las formaciones perforadas y prevenir daños a la formación.

En la actualidad el mayor desafío que se presenta en la formulación de los fluidos de perforación es satisfacer las crecientemente exigentes condiciones de altas temperaturas y presiones que se encuentran en algunos pozos profundos, y pozos horizontales y de alcance extendido, y evitar, a la vez, dañar el medio ambiente. Los componentes de los fluidos de perforación deben seleccionarse de manera que cualquier descarga de lodo o de recortes tenga el mínimo impacto sobre el medio ambiente. El cuidado de la salud del personal que trabaja en los equipos de perforación también influye de manera importante en la utilización de estos fluidos.

2.2 COMPOSICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

2.2.1 COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA

La composición del fluido de perforación está en función de los requerimientos de las operaciones de perforación y el agua sigue siendo el componente principal y forman un sistema constituido por las siguientes fases:

- a.) **Fase líquida.** Constituye el elemento de mayor proporción que mantendrá en suspensión los diferentes aditivos que forman las otras fases. Esta fase puede ser agua (dulce o salada); o una emulsión (agua-petróleo).

- b.) **Fase coloidal o reactiva.** Esta fase está constituida por la arcilla, que será el elemento primario utilizado para darle cuerpo al fluido. Se utilizan dos tipos de arcilla dependiendo de la salinidad del agua. Si el lodo es de agua dulce se utiliza montmorillonita, y para lodos elaborados con agua salada se utiliza una arcilla especial, cuyo mineral principal es la atapulgita.

- c.) **Fase inerte.** Esta fase está constituida por el material densificante (barita), el cual es sulfato de bario pulverizado de alta gravedad específica (4.2). Los sólidos no deseables como la arena y sólidos de perforación, también se ubican dentro de esta fase.

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

2.2.1.1 Principales componentes de un fluido de perforación base agua

En la siguiente tabla 2.1 se muestra los principales componentes utilizados al preparar el fluido de perforación ya sea para la primera, segunda y tercera sección de la perforación del pozo cada empresa tiene su nombre comercial de sus productos.

Tabla 2.1 Componentes de los fluidos base agua

Densificante.	Barita (sulfato de bario), oxido de hierro, compuestos de plomo, hematita.
Viscosificante	Arcilla , bentonita, fibras de amianto, cmc (carboximetil celulosa)
Fase continua	Agua , gas oil, aceites minerales
Controlador de pH	Cal, soda caustica
Agentes dispersantes	Lignosulfonatos, lignitos, taninos
Otros (controlador de filtración, lubricantes, emulsificantes, antiespumantes, bactericidas)	Almidón, cmc, polímeros, aminas, emulsificantes, humectantes, formaldehido

(Qmax-Ecuador, 2014).

2.2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA

Descripción de la clasificación de los sistemas de fluidos, funciones de los productos. Las definiciones y descripciones de los productos se han mantenido tan simples como es posible y en forma práctica, reflejo de la

industria en general y la terminología consistente de descripciones adoptadas por la American Petroleum Institute (API) y la International Association of Drilling Contractors (IADC).

2.2.2.1 Fluidos no-dispersados

Estos sistemas incluyen spud muds, lodos naturales y otros ligeramente tratados, estos sistemas generalmente son utilizados para perforar pozos “shallow” o perforaciones superficiales. “No se adicionan adelgazadores y dispersantes para dispersar los sólidos perforados y partículas de arcilla” (Qmax México, 2010, p. 33).

2.2.2.2 Fluidos dispersados

“A grandes profundidades, se requieren densidades altas o cuando las condiciones son problemáticas, entonces los fluidos requieren dispersarse, típicamente con lignosulfonatos, lignitos o taninos” (Qmax México, 2010, p. 33). Estos materiales y productos similares son defloculantes efectivos y reductores de filtrado. Se usan frecuentemente materiales químicos conteniendo potasio para proporcionar gran inhibición de lutitas. También se requiere usar materiales adicionales especializados para ajustar o mantener propiedades específicas del fluido.

2.2.2.3 Fluidos tratados con calcio

“Cationes divalentes como son calcio y magnesio, cuando se adicionan a fluidos de perforación de agua dulce, inhiben las formaciones de arcilla y lutitas hidratables. Se usan niveles altos de calcio soluble para controlar la lutitas desmoronables (deleznables) y agrandamiento del pozo y para prevenir el daño de la formación” (Qmax México, 2010, p. 33). Los ingredientes principales de los sistemas cálcicos, son la cal hidratada (hidróxido de calcio), yeso (sulfato de calcio) y cloruro de calcio.

2.2.2.4 Fluidos de polímeros

“Estos fluidos generalmente incorporan polímeros de alto peso molecular de cadena larga para encapsular los sólidos perforados, prevenir dispersión y cubrir las lutitas por inhibición, o para incrementar la viscosidad y reducen la pérdida de filtrado” (Qmax México, 2010, p. 34). Están disponibles varios tipos de polímero para estos propósitos, incluyendo acrilamida, celulosa y productos naturales a base de gomas. Frecuentemente se usan sales inhibidoras como KCl o NaCl para proporcionar gran estabilidad de la lutita. Estos sistemas normalmente contienen una cantidad mínima de bentonita y son sensibles a los cationes divalentes de calcio y magnesio. Muchos polímeros tienen limitaciones a temperaturas abajo de 300°F, pero bajo ciertas condiciones pueden usarse en pozos con temperaturas de fondo de pozo considerablemente altas.

2.2.2.5 Fluidos de bajos sólidos

Son sistemas en los que se controla la cantidad (en volumen) y tipo de sólidos. “El contenido total de sólidos no es mayor de 6% a 10% en volumen. El contenido de sólidos arcillosos debe ser de 3% o menos y presentar una relación de sólidos perforados respecto a la bentonita de menos de 2:1. Los sistemas de bajos sólidos típicos usan aditivos poliméricos como viscosificantes o un entendedor de bentonita y no son dispersados” (Qmax México, 2010, p. 34). La ventaja principal de los sistemas de bajos sólidos es que mejoran significativamente las velocidades de penetración.

2.2.2.6 Sistemas de agua salada

“Se han incluido muchos sistemas de fluidos en esta clasificación. Los sistemas saturados con sal tienen una concentración de cloruros cercana a 190,000 mg/l (saturada) y se usan para perforar formaciones de sal. Sistemas de agua salada tienen un contenido de cloruros de 10,000 a 190,000 mg/l” (Qmax México, 2010, p. 34).

Los fluidos se preparan con agua dulce o salmuera y cloruro de sodio seco (u otras sales como cloruro de potasio, el ión cloruro se usa para la inhibición de la lutita), cuando se adiciona sal se alcanza la salinidad deseada. Se usan varios productos especiales, como la atapulguita, cmc, almidón y algunos otros para incrementar la viscosidad del fluido, para mejorar las propiedades de limpieza del pozo y para reducir las pérdidas de fluido por filtración.

2.2.3 FLUIDOS BASE ACEITE

Estos tipos de fluido son requeridos o más utilizados en donde se necesite una mejor inhibición y estabilidad en el fondo del pozo, pozos profundos, donde las pegaduras e inestabilidad del pozo son un problema.

2.2.3.1 Fluidos de Emulsión Inversa

Son emulsiones de agua en aceite con salmuera de cloruro de calcio o cloruro de potasio como la base emulsificada, y el aceite como la fase continua.

“La concentración de aditivos y el contenido de salinidad se varían para controlar las propiedades reológicas, las propiedades de filtración y la estabilidad de la emulsión” (Qmax México, 2010, p. 34).

2.2.3.2 Fluidos de Emulsión Directa

En este tipo de emulsión el agua constituye la fase dispersa (continua), y el aceite la fase discontinua, al realizar ciertos análisis el filtrado se determina que es bajo y siempre será aceite. Además al agregar ciertos productos se debe evitar que estos contengan demasiado sólidos para evitar el taponamiento de la formación.

2.2.4 FLUIDOS SINTÉTICOS

“Los fluidos sintéticos no representan peligros ambientales ya que estos son los ésteres, éteres, poli alfa olefinas y alfa olefinas isomerizadas. Estos materiales son ambientalmente amigables, y pueden descargarse costa afuera y no forman película brillante sobre los peces y son biodegradables” (Qmax México, 2010, p. 35).

Los fluidos preparados con polímeros orgánicos como fase continua los éteres, poliaolefinas y glicoles fueron diseñados para minimizar el impacto ambiental.

2.3 FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

2.3.1 TRANSPORTAR LOS RIPIOS DE PERFORACIÓN DEL FONDO DEL HOYO HACIA LA SUPERFICIE

“La habilidad para sacar partículas de diversos tamaños fuera del hoyo es una de las funciones más importantes de un fluido de perforación, en la perforación de una formación, los cortes hechos por la broca, o en algunos casos, pedazos de la formación provenientes de las paredes del hoyo al ocurrir algún derrumbe, deben ser continuamente evacuados desde el hoyo hasta la superficie” (Qmax México, 2010, p. 28).

El cumplimiento de esta función dependerá de los siguientes factores como la densidad de fluido, viscosidad del fluido, viscosidad del fluido en el anular, velocidad anular, densidad de los cortes y tamaño de los cortes.



Figura 2.1 Evacuación de los cortes de perforación

(<http://www.aprchile.cl/pdfs/>, 2012)

Cuando la capacidad de la bomba es baja para proveer una velocidad anular suficiente para levantar los cortes, un incremento en la viscosidad del lodo, particularmente por el incremento del punto cedente, debe resultar en una mejor limpieza del hoyo. Cuando la velocidad de asentamiento de las partículas es mayor que la velocidad anular, las partículas tienden a asentarse en el hoyo ocasionando múltiples problemas. Para disminuir la velocidad de asentamiento de las partículas es necesario aumentar la viscosidad del lodo, reflejándose esto en un aumento de presión de funcionamiento de las bombas para mantener un caudal establecido, lo cual produce una alta contrapresión capaz de ocasionar pérdidas de circulación.

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

2.3.2 PREVENIR EL DERRUMBAMIENTO DE LAS PAREDES DEL HOYO Y CONTROLAR LAS PRESIONES DE LAS FORMACIONES PERFORADAS

“Un buen fluido de perforación debe depositar un revoque que sea liso, delgado, flexible y de baja permeabilidad. Esto ayudará a minimizar los problemas de derrumbes y atascamiento de la tubería, además de consolidar la formación y retardar el paso de fluido hacia la misma, al ejercer una presión sobre las paredes del hoyo abierto” (Dowell Drilling Fluids Service, 2006, pág. 2).

La presión de la formación es la presión que tienen los fluidos en el espacio poroso y puede estimarse usando los gradientes de la formación.

La misma se calcula mediante la siguiente ecuación:

Ecuación 1. Presión de la formación

$$PF: \text{Gradiente de formación (psi/pies)} * \text{Profundidad (pies)} \quad \text{Ec.[1].}$$

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

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

Ecuación 2. Presión hidrostática

$$PH = 0,052 \frac{\text{psi}}{\text{pies} \times \text{lp}} \times \text{profundidad (pies)} \times \text{densidad (lp)} \quad \text{Ec [2].}$$

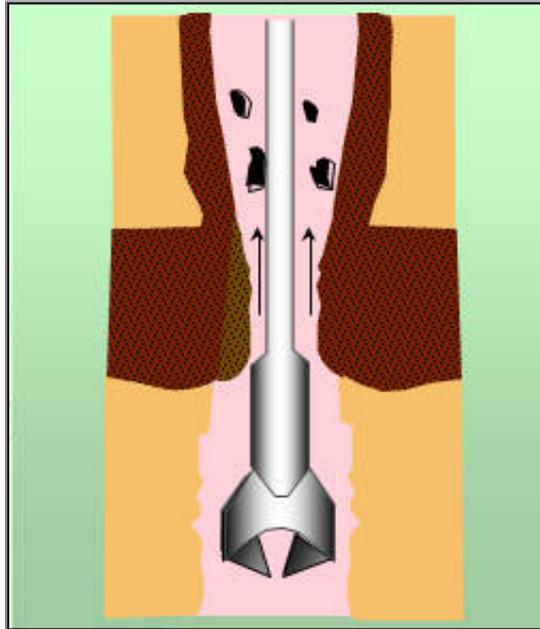


Figura 2.2 Prevenir derrumbes y controlar presiones de formación

(<http://www.aprchile.cl/pdfs/>, 2012)

Cuando la tubería se baja dentro del hoyo, desplaza el fluido de perforación, haciendo que este suba a través del espacio anular entre la sarta de perforación y las paredes del hoyo. Esto es análogo a la circulación del fluido y los cálculos de presión pueden ser obtenidos por medio de las fórmulas descritas anteriormente. El control de las presiones anormales requiere que se agregue al lodo, material de alta gravedad específica, como barita, para aumentar la presión hidrostática.

2.3.3 MANTENER EN SUSPENSIÓN LOS RIPIOS Y EL MATERIAL DENSIFICANTE CUANDO SE INTERRUMPE LA CIRCULACIÓN

“Las propiedades tixotrópicas del lodo, deben permitir mantener en suspensión las partículas sólidas cuando se interrumpe la circulación, para luego depositarlas en la superficie cuando esta se reinicia” (Dowell Drilling Fluids Service, 2006, pág. 3) .

Bajo condiciones estáticas la resistencia o fuerza de gelatinización debe evitar, en lodos pesados, la decantación del material densificante.



Figura 2.3 Suspensión de recortes de perforación

(<http://www.aprchile.cl/pdfs/>, 2012)

2.3.4 ENFRIAMIENTO Y LUBRICACIÓN DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

“Conforme la herramienta de molienda y la sarta de trabajo giran dentro del pozo, se generan elevadas temperaturas; por el contacto entre la barrena o broca y el material que se está moliendo, se le llama calor por fricción” (Qmax México, 2010, p. 29) .

Gracias al fluido que pasa por esos puntos de fricción y por esta zona de calor se logran un enfriamiento y sirve también para lubricar el metal que se encuentre en contacto con otros y así evitar calor excesivo, desgastes y fallas. Deberá tenerse presente que este calor por fricción dentro del pozo, genera temperaturas hasta de 75 °C y aún mayores.



Figura 2.4 Lubricación de la sarta de perforación

(<http://www.aprchile.cl/pdfs/>, 2012)

Aunque en bajo grado, el fluido de control posee propiedades lubricantes que pueden incrementarse, al incluirse en su preparación aceites combinados con ciertos agentes emulsificantes.

Los beneficios que cumple esta función en los fluidos son:

- Prolongación de la eficiencia de la barrena o broca.
- Disminución de la presión y mejorar el arrastre.

Menor desgaste por fricción en la sarta de trabajo y en el interior de la tubería de revestimiento.

2.3.5 PREVENIR DAÑOS A LA FORMACIÓN

“Además de mantener en sitio y estabilizada la pared del hoyo para prevenir derrumbes; debe elegirse un sistema de lodo que dentro de la economía total del pozo, asegure un mínimo de modificación o alteración sobre las formaciones que se van perforando, no sólo para evitar

derrumbes u otros problemas durante la perforación, sino también para minimizar el daño de la formación a producir que puede llevar a costosos tratamientos de reparación o pérdidas de producción” (Dowell Drilling Fluids Service, 2006, p. 3).

Es necesario que el lodo tenga valores óptimos en todas sus propiedades para obtener máxima protección de la formación, aunque a veces, algunas de ellas deban sacrificarse para obtener el máximo conocimiento de los estratos perforados.

Por ejemplo, la sal puede dañar un lodo y aumentar la pérdida de agua, no obstante, en otros casos se puede agregar ex-profeso para controlar la resistividad y obtener una correcta interpretación de un perfil eléctrico.

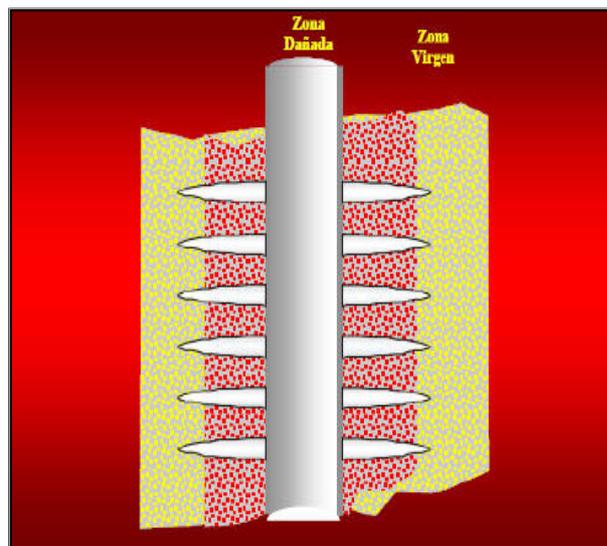


Figura 2.5 Minimizar daño a la formación

(<http://www.aprchile.cl/pdfs/>, 2013)

2.3.6 FACILITAR LA MÁXIMA OBTENCIÓN DE INFORMACIÓN SOBRE LAS FORMACIONES PERFORADAS

La calidad del lodo debe permitir la obtención de toda la información necesaria para valorar la capacidad productiva de petróleo de las

formaciones perforadas. Las características físico-químicas del lodo deben ser tales que puedan asegurar la información geológica deseada, la obtención de mejores registros y la toma de núcleos.



Figura 2.6 Formaciones perforadas

(<http://prezi.com/dtvi1itftpls/>, 2013)

2.3.7 TRANSMITIR POTENCIA HIDRÁULICA A LA BROCA

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

“La potencia debe ser considerada dentro del programa del lodo; en general esto significa que la tasa de circulación, debe ser tal que el rendimiento de la potencia óptima sea usada para limpiar la cara del hoyo frente a la broca” (Qmax México, 2010, p. 30).

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

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



Figura 2.7 Trasmite potencia hidráulica

(<http://prezi.com/dtvi1itftpls/>, 2013)

2.3.8 FLOTABILIDAD

Con el incremento de las profundidades perforadas el peso que soporta el equipo de perforación, se hace cada vez mayor. “El fluido de perforación ayuda a soportar una parte del peso de la sarta de perforación y tubería de revestimiento mediante la flotabilidad, reduciendo de esta manera el peso que debe soportar el taladro, éste es un factor importante que se debe tener en cuenta al evaluar el punto neutro, que es cuando la columna de perforación no está sometida a ningún esfuerzo de tensión o compresión” (Qmax México, 2010, p. 31).

2.3.9 FACILITAR LA CEMENTACIÓN Y COMPLETACIÓN

Al finalizar la perforación de cada una de las secciones del pozo perforado el fluido de perforación debe permitir bajar el casing y cementar eficazmente

para no dificultar la completación del pozo. Manteniendo estables las paredes del pozo y en suspensión los sólidos incorporados en el sistema.

2.4 PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

2.4.1 PROPIEDADES FÍSICAS

2.4.1.1 Densidad

“Una de las principales propiedades del fluido de perforación es la densidad, cuya función es mantener los fluidos dentro del hoyo en el yacimiento durante la perforación” (Qmax México, 2010, p. 45). La densidad máxima del lodo que se requiere en la perforación de un pozo, está determinada por el gradiente de presión. La presión de poro a una profundidad dada, muy frecuentemente excede la presión ejercida por el peso de la tierra, sobre la profundidad evaluada (presión de sobrecarga).

Se determina pesando en una balanza un volumen específico de lodo. La escala de la balanza da directamente el valor de la densidad del lodo en unidades de libras/galón.

“Para prevenir la entrada de fluidos desde la formación al hoyo, el lodo debe proveer una presión mayor a la presión de poros encontrada en los estratos a ser perforados” (Qmax México, 2010, p. 45). Un exceso en la densidad del fluido puede ocasionar la fractura de la formación con la consiguiente pérdida de fluido de control. En el pasado, una gran cantidad de materiales fueron utilizados como agentes densificantes para el lodo, tales como barita, óxido de hierro, sílica amorfa, carbonato de calcio y arcillas nativas. En la actualidad es la barita la más utilizada debido a su bajo costo, alta gravedad específica y por ser inerte y como agente de puenteo y densificante se utiliza el carbonato de calcio en las formaciones productoras.

2.4.1.2 Reología

Es un término que denota el estudio de la deformación de materiales, incluyendo el flujo. “En terminología de campo petrolero la frase propiedades de flujo y la viscosidad, son las expresiones generalmente usadas para describir las cualidades de un lodo de perforación en movimiento” (Dowell Drilling Fluids Service, 2006, p. 5).

Por definición, viscosidad es la resistencia que ofrece un fluido a deformarse (a fluir). Los fluidos de perforación son tixotrópico, se usan los valores medidos de viscosidad plástica, punto cedente y fuerza de gel para calcular las pérdidas de presión en la tubería de perforación y en el anular, y para estimar la velocidad de levantamiento de los cortes (Modelo plástico de Bingham y Modelo Exponencial).

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

- a- Viscosidad de la fase líquida continua.
- b- Volumen de sólidos en el lodo.
- c- Volumen de fluido disperso.
- d- Número de partículas por unidad de volumen.
- e- Forma y tamaño de las partículas sólidas.
- f- Atracción o repulsión entre las partículas sólidas y entre sólidos y la fase líquida.

2.4.1.2.1 Viscosidad Plástica

“La viscosidad plástica se describe generalmente como la parte de la resistencia al flujo que es causada por la fricción mecánica” (MI-SWACO, 2001, p. 5.3).

En general, al aumentar el porcentaje de sólidos en el sistema, aumentará la viscosidad plástica. El control de la viscosidad plástica en lodos de bajo y alto peso es indispensable para mejorar el comportamiento reológico y sobre todo para lograr altas tasas de penetración. Este control se obtiene por dilución o por mecanismos de control de sólidos.

Los sólidos perforados pueden ser controlados de tres maneras:

1. Control mecánico de los sólidos.
2. Asentamiento.
3. Dilución o desplazamiento.

Para lograr tal propósito, es fundamental que los equipos de control de sólidos funcionen en buenas condiciones.

Para determinar la viscosidad plástica se utiliza la siguiente ecuación:

$$V_p \text{ (cps)} = \text{Lectura 600 r.p.m.} - \text{Lectura 300 r.p.m.}$$

2.4.1.2.2 Viscosidad Aparente

“Se define como la medición en centipoises que un fluido Newtoniano debe tener en un viscosímetro rotacional, a una velocidad de corte previamente establecida, y que denota los efectos simultáneos de todas las propiedades de flujo” (Dowell Drilling Fluids Servicez, 2006, p. 6).

Su valor puede estimarse de la siguiente forma:

$$V.A \text{ (cps)} = \text{Lectura a 600 rpm} / 2$$

La fricción existente entre las partículas depende de la interacción de los sólidos y líquidos y de la deformación de las partículas del líquido bajo el esfuerzo de corte, depende del tipo de partícula, tamaño de partícula y el estado de las partículas presentes en el fluido.

2.4.1.2.3 Resistencia a la Gelatinización

“Una de las propiedades geológicas más importantes del fluido es la gelatinización, que representa una de las medidas tixotrópicas del fluido y denota la fuerza de floculación bajo condiciones estáticas del fluido” (Qmax México, 2010, p. 66).

El grado de tixotropía se determina midiendo en un viscosímetro fann a los 10seg, 10min y 30 min luego de que el fluido se mantiene en reposo.

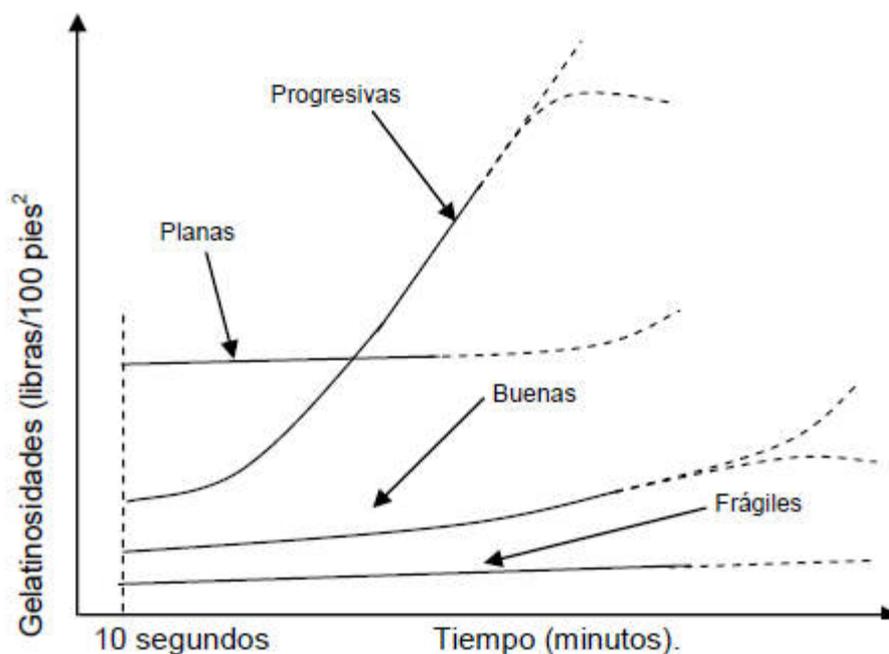


Figura 2.8 Generalización típica del perfil de comportamiento de las gelatinosidades que se presentan en los fluidos de perforación base agua

(Qmax México, 2010)

La resistencia a la gelatinización debe ser suficientemente baja para:

- a- Permitir que la arena y el ripio sea depositado en el tanque de decantación.
- b- Permitir un buen funcionamiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación.
- c- Minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería y de pistón cuando se introduce la misma en el hoyo.
- d- Permitir la separación del gas incorporado al lodo.

2.4.1.2.4 Punto Cedente

“Se define como la resistencia a fluir causadas por las fuerzas electroquímicas entre las partículas sólidas” (Qmax México, 2010, p. 65). Estas fuerzas son resultados de las cargas positivas y negativas en las caras superiores de las arcillas presentes en el fluido de perforación. Se tiene puntos cedentes altos cuando existe la presencia de un alto contenido de arcillas y iones de calcio en el fluido la misma que debe ser controlada con dispersantes para evitar la floculación del lodo.

$$\mathbf{Vp \text{ (lbs/100 p2) = Lectura a 300 r.p.m. -Vp}}$$

2.4.1.3 Pérdida de Filtrado

Cuando el lodo circula a través del espacio anular entre el hueco perforado y el drill pipe esta va formando una costra o cake en la pared del pozo sellando y minimizando la pérdida de filtrado hacia la formación, además evita que se derrumbe las paredes del pozo y evitar ciertos problemas operacionales de atascamiento de tubería.

“Los problemas durante la perforación de un pozo pueden presentarse a causa de una falta de control de la pérdida de filtrado, obteniendo valores altos de filtrado contribuye a la formación de revoque grueso, atascamiento

diferencial de la tubería debido a la superficie de contacto entre esta” (Qmax México, 2010, p. 77).

La pérdida de fluido depende de la permeabilidad de la formación, el diferencial de presión existente y la temperatura del hoyo. La mejor forma de controlar la filtración es controlando la permeabilidad del revoque. El tamaño, la forma, y la deformabilidad de las partículas bajo presión son los factores más importantes a considerar. Las partículas pequeñas, delgadas y planas son mejores ya que forman un revoque más compacto.

2.4.1.4 Control de sólidos

“La remoción de sólidos es uno de los más importantes aspectos del control del sistema de lodo, ya que tiene un impacto directo sobre la eficacia de la perforación” (MI-SWACO, 2001, p. 8.1) .

En un fluido de perforación existen sólidos deseables como la barita y la bentonita y los indeseables como las arcillas y arenas de formación los cuales se deben eliminar conforme avanza la perforación.

La contaminación con sólidos puede causar uno de los mayores gastos de mantenimiento del lodo, pero se puede eliminar estos ripios y cortes de perforación a través de ciertos equipos de control de sólidos como los scalpers que separan partículas de mayor tamaño, zarandas, desarenadores y desarcilladores separando tamaño de partícula de hasta 45 micrones. Además si existen partículas coloidales se utiliza centrifugas decantadoras para eliminar todos aquellos sólidos que cambian las propiedades del lodo.

2.5 FLUIDO DE PERFORACIÓN QUE UTILIZA QMAX

La compañía QMAX ECUADOR S.A utiliza diferentes tipos de fluidos de perforación, a continuación se menciona los diferentes sistemas utilizados en Latinoamérica.

- a.) Sistema de fluidos con nitrato de calcio (CaNO_3)-Bentonita.
- b.) Sistema de fluidos con sulfato de calcio (CaSO_4)-Bentonita.
- c.) Sistema PHPA-XCD- nitrato de potasio (K_2NO_3)-glycol.
- d.) Sistema PHPA-XCD- sulfato de potasio (K_2SO_4)-glycol.
- e.) Sistema Maxdril G: PHPA-XCD-Amina-Glycol.
- f.) Sistema Drill in (XCD – Carbonato de Calcio).

Para cada una de las secciones del pozo ya sea vertical, direccional u horizontal se utilizara un tipo de fluido ya que estas ayudaran a cumplir con las diferentes funciones del fluidos de perforación.

a.) Sección Superficial.

Diámetro de 16plg

Sistema de fluidos.- Agua-Gel/PAC/ Nitrato de Calcio.

Problemas Potenciales.- Pérdida de circulación, taponamiento de la línea de flujo, embolamiento de la broca.

b.) Sección Intermedia.

Diámetro de 12-1/4plg

Sistema de fluidos.- Maxdril-Glycol.

Problemas Potenciales.- Pega diferencial en los conglomerados, embolamiento por presencia de arcillas reactivas, formación de camas.

c.) Sección Principal.

Diámetro de 8-1/2plg

Sistema de fluidos.- Drill-in (XCD-Carbonato de calcio).

Problemas Potenciales.- Minimizar daño a la formación.

El sistema de fluido drill-in utilizado en esta sección tiene como objetivo minimizar el daño a la formación ya que en nuestro país tenemos formaciones de Napo y Hollín que están compuestas por calizas y arenas.

2.6 DAÑO DE FORMACIÓN

“Se puede definir como daño a la formación a la reducción de la permeabilidad de la roca alrededor del pozo causada por el fluido de perforación, completación, inyección, estimulación o producción del mismo” (Noriega, 2012, p. 63)

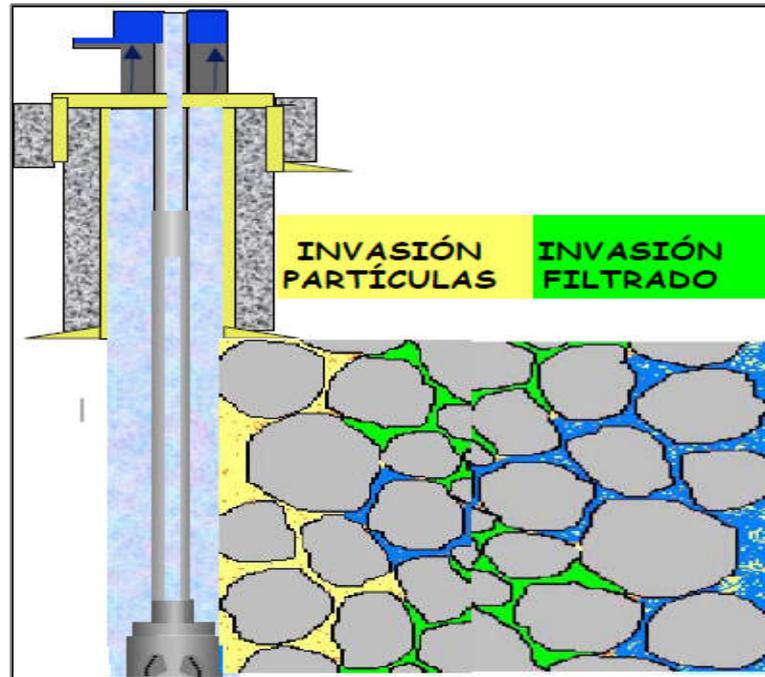


Figura 2.9 Daño a la formación por invasión de partículas solidas
(COPYR C.A, 2004)

El daño a la formación se conoce como piel (skin), la misma que puede ser desde unos pocos milímetros hasta varios centímetros de profundidad. La permeabilidad y la porosidad de la zona afectada por el daño causado se denotan como k (skin) y ϕ (porosidad) respectivamente.

El efecto del daño se cuantifica mediante la variable adimensional llamada factor de daño (S), definida como:

Ecuación 3. Factor de daño

$$S = \frac{kh}{141.2qB_0\mu} \Delta P_s \quad \text{Ec. [3]}$$

Donde:

k: permeabilidad (mD)

h: espesor de la formación vertical (ft)

q: tasa de flujo (stb/d)

Bo: factor volumétrico de formación (rb/stb)

μ : viscosidad (cp)

ΔP_s : presión en el pozo con daño (psi)

“Se debe resaltar que en condiciones normales de la perforación al finalizar la zona productora esta es afectada por la misma perforación, cementación de las tuberías y demás operaciones para poner en producción el pozo. Es importante diseñar un fluido de perforación que cause mínimo daño a la formación al a travesar la zona de interés optimizando el tiempo de productividad del pozo” (Badillo, 2008, p. 29).

Se analizará los valores que puede tomar el factor de daño Tabla 2.2:

- $S > 0$: Pozo dañado. En este caso existe restricciones adicionales al flujo hacia el pozo.
- $S = 0$: Pozo sin daño. El daño es nulo, no existe restricciones de flujo hacia el pozo.
- $S < 0$: Pozo estimulado. El pozo estará produciendo más de lo esperado, este valor puede tener alguna relación con estimulación provocada por fracturamiento hidráulico o estimulación ácida.

Tabla 2.2 Valores de daño y sus condiciones de pozo

VALOR DEL DAÑO (S)	CONDICIÓN DEL POZO
> 10	Altamente dañado
$0 < S < 10$	Dañado
0	Sin daño
$- 3 < S < -1$	Acidificado
$- 4 < S < - 2$	Fracturado
< - 5	Fractura masiva

(Badillo, 2008)

2.6.1 ORIGEN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

“El daño a la formación puede ser causado por procesos simples o complejos ya que estos pueden presentarse en cualquier etapa de la vida productiva del pozo, ya que ciertos estudios muestran que la mayor causa de los daños de formación ocurre al hacer producir un pozo” (Noriega, 2012, p. 64).

Está establecido que las partículas del lodo puede invadir la formación y causar daños, bloqueando los canales de flujo, sin embargo las partículas del lodo pueden penetrar en la formación durante el proceso de **Spurt Loss** (cuando la formación está expuesta por primera vez a la broca y fluido), antes que se forme el revoque en la pared del pozo. Una vez que se forma el revoque se filtra los sólidos más finos debidos su baja permeabilidad.

2.6.1.1 Daño por perforación

Los fluidos de perforación es la principal fuente de daño a la formación ya que son ocasionados a los reservorios por el filtrado de la fase líquida o por invasión de sólidos en el medio poroso.



Figura 2.10 Túnel típico de perforación, Perforación jet
(Badillo, 2008)

- **Invasión de los sólidos del lodo de perforación.**

La invasión de los sólidos del lodo de perforación disminuye la productividad del pozo de diferentes maneras:

- Taponamiento de las gargantas de los poros por formación de revoques internos.
- Incremento de la presión capilar al reducir el radio de los poros.

En la siguiente tabla 2.3 se muestran los tamaños típicos de los sólidos cortados de la formación:

Tabla 2.3 Clasificación del tamaño de sólidos cortados de formación

Descripción	Tamaño (micras)
Corte grande	Más de 440
Arena	74 - 440
Limo	2 - 74
Arcillas	0,5 - 2
Coloides	0,001 - 0,5

(MI-SWACO, 2001)

- **Invasión del filtrado del lodo.**

La filtración es la cantidad de fluido que ingresa a la formación cuando el lodo entra en contacto por primera vez y durante la formación del revoque o costra en la pared del pozo.

La invasión del filtrado hacia en medio poroso puede ocurrir en tres etapas:

- a. Debajo de la mecha de perforación.
- b. Filtración dinámica. Cuando el fluido esta en movimiento.
- c. Filtración estática. Cuando el fluido permanece en reposo.

Los factores que controlan las propiedades filtrantes del fluido de perforación son:

- La velocidad anular.
- Tasa de penetración.
- Diámetro del hoyo.
- Propiedades físicas y químicas del fluido.
- El sobre balance de presión aplicada.
- El tiempo de circulación y el que permanezca estático.
- Las propiedades de la roca: porosidad, permeabilidad y fracturas naturales.

Es muy importante que un fluido de perforación tenga un mínimo de cantidad de filtrado para minimizar el daño a la formación, esto va depender del tipo de material puenteante que se esté utilizando y los controladores de filtrado para formar un buen revoque o cake en la pared del pozo, además es importante que la costra de lodo que se forme en la pared del pozo sea bastante fino y forme un buen sello.

2.6.1.2 Daño por cementación

Su función es aislar el casing de la cara de la formación, con un anillo de cemento impermeable, fuerte y compacto. “Si el cemento no tiene las propiedades adecuadas para reducir las pérdidas de fluidos, la formación queda desprotegida a la invasión de filtrado” (Badillo, 2008, p. 44).

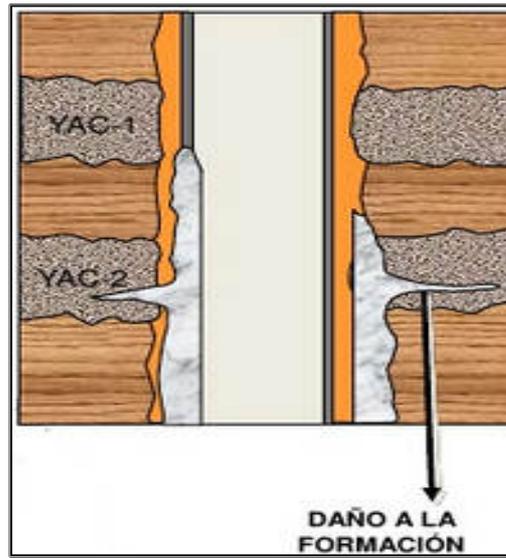


Figura 2.11 Daño causado durante la cementación

(<http://www.slideshare.net/gabosocorro/>, 2013)

Los productos químicos que contiene la lechada de cemento pueden influir en la composición química del agua de formación provocando precipitación que van taponando los poros intercomunicados hacia el interior de la formación reduciendo la permeabilidad de la roca.

2.6.1.3 Daño por cañoneo o punzado

El efecto del disparo sobre la matriz de la roca reduce la permeabilidad, como también el colapso por los esfuerzos.

“Durante la operación de cañoneo si se realizan disparos cuando la presión hidrostática es mayor que la del yacimiento (overbalance), se produce una reducción de la permeabilidad de la roca ya que ocasiona el taponamiento

de los poros con finos de formación triturados, residuos del cañoneo y contaminantes del fluido punzado, ya que la alta presión hidrostática hace ingresar todos los residuos resultantes hacia el interior de la formación” (Badillo, 2008, p. 44).

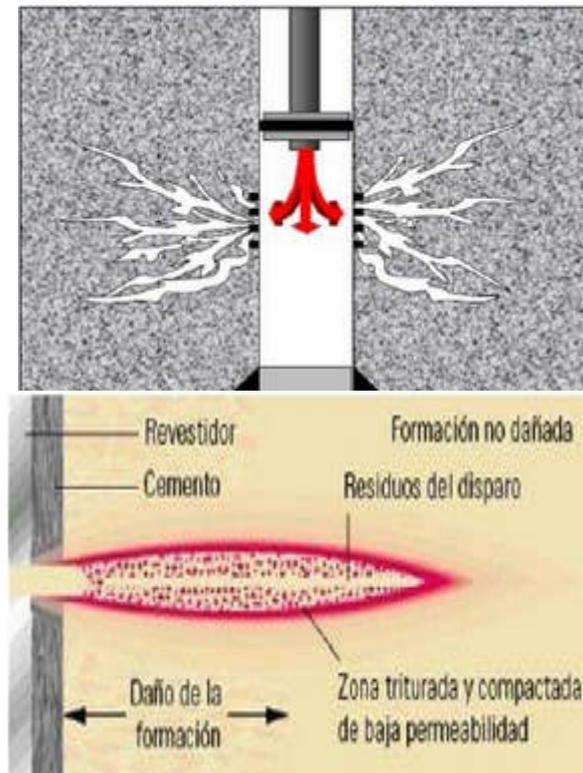


Figura 2.12 Daño durante el cañoneo
(<http://www.slideshare.net/gabosocorro/>, 2013)

2.6.1.4 Daños por fluidos de completación

Las causas más comunes de daño durante la completación son las siguientes:

- Hinchamiento y dispersión de las arcillas, bloqueo por agua, bloque por precipitación de incrustaciones.
- Taponamiento de la formación y punzados por sólidos, bacterias o residuos de polímeros que tienden a bajar la permeabilidad de la formación.

Para evitar los problemas antes mencionados es necesario utilizar fluidos de completación limpios y filtrados empleando ciertos bactericidas, además se debe almacenar en tanques completamente limpios ya que se encuentran en zonas cercanas al pozo.

2.6.2 MECANISMOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN

Se ha clasificado el daño a la formación en cuatro grandes grupos:

1. Daño a la formación inducido mecánicamente.
2. Daño a la formación inducido químicamente.
3. Daño a la formación inducido biológicamente.
4. Daño a la formación inducido térmicamente.

2.6.2.1 Daño a la formación producido mecánicamente

Este tipo de daño puede ser subdividido de la siguiente manera:

- a) **Taponamiento de las gargantas de poro.**- Causada por invasión y arrastre de sólidos finos naturales hacia la formación.
- b) **Taponamiento de las gargantas de poro por invasión de sólidos extraños (alóctonos) de la formación.**
- c) **Cambios de la permeabilidad relativa.**- Entrampamiento de por la fase acuosa o retención de hidrocarburos.
- d) **Daño a la formación.**- Causada durante las operaciones de perforación debido al sobre balance del fluido.

- Migración de sólidos finos.

Se refiere al movimiento de partículas sólidas dentro de los espacios intersticiales de un medio poroso, cuando la fuerza de arrastre del fluido que las humecta las hace migrar.

“El movimiento de sólidos finos debe prevenirse ya que causa la disminución de la permeabilidad efectiva al colocarse estas partículas haciendo puente en las gargantas de poro más pequeñas o disminuyendo el espacio de poro por su disposición” (Vasquez, 2009, p. 95).

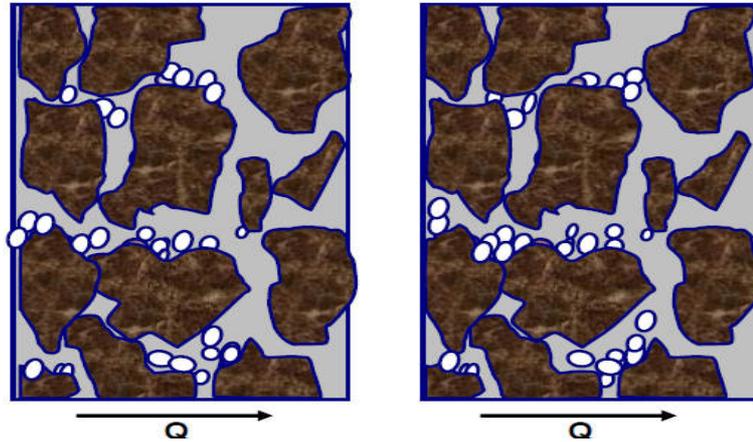


Figura 2.13 Esquema de migración sólidos finos en la formación
(COPYR C.A, 2004).

Existen una variedad de minerales arcillosos que son susceptibles a la migración entre los cuales se puede mencionar: la caolinita y fragmento de rocas detríticas, finos de caliza, pirobitúmen, pirita, etc. Las partículas que normalmente migrar pueden ser más pequeñas que las gargantas de poro a través de la cual puede pasar. El tamaño de los sólidos finos que migrar dentro del medio poroso y cuyo diámetro sea aproximadamente al 30% de la apertura de la garganta forma puentes estables, reduciendo significativamente la permeabilidad.

Además la humectabilidad se relaciona con la migración de sólidos finos debido a que estas tienden a migrar en la fase que humecta la roca, ejemplo si la formación es humectada al agua y la fase no-humectada fuese petróleo o gas, estos fluidos podrían ser producidos a altas tasas de flujo a través del medio poroso y los sólidos finos no migrarían ya que estos estarían encapsulados en el agua connata de la formación.

Debido a la posición y naturaleza de los minerales arcillosos y otros finos presentes en los poros, ellos pueden moverse si las velocidades de los fluidos sean lo suficientemente grande.

“La migración de sólidos finos esta también relacionado con la humectabilidad. Los sólidos finos tienden a migrar casi en la fase que humecta la roca, por ejemplo si la formación es humectada al agua y la fase no humectante fuese petróleo o gas, estos fluidos podrían ser producidos a altas tasa de flujo a través del medio poroso y los sólidos presentes no migrarían ya que estos estarían encapsulados en el agua connata de la formación y se encontraría estática e inmóvil” (Vasquez, 2009, p. 96).

Se puede observar, que si la velocidad intersticial de la fase acusa es suficientemente alta, los sólidos finos pueden migrar y ser transportadas a las gargantas del poro taponándolas y causando reducción de la permeabilidad.

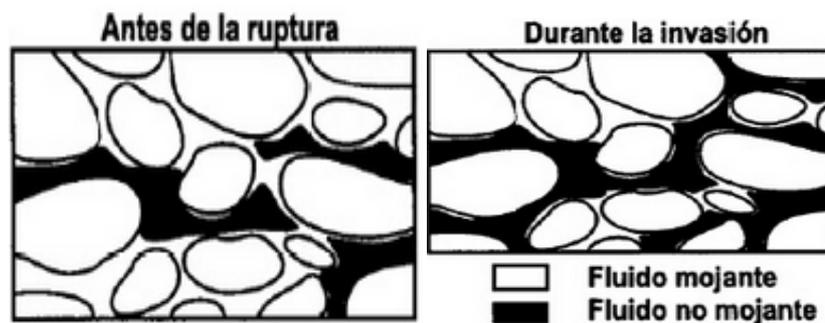


Figura 2.14 Distribución de los fluidos en el medio poroso
(COPYR C.A, 2004)

- Arrastre de Sólidos

El mayor daño inducido mecánicamente ocurre durante las operaciones de perforación algunos tipos de sólidos son inducidos durante el proceso de perforación. “Los adicionados necesariamente al lodo de perforación tales como agentes densificantes (barita), controladores de filtrado (bentonita,

arcillas organofílicas), o agentes formadores de sello de baja permeabilidad, los cuales se agrega con el fin de disminuir la pérdida de filtrado como por ejemplo el carbonato de calcio, sales, fibras celulósica, resinas solubles en aceite” (Vasquez, 2009, p. 98).

Generalmente si la permeabilidad de la formación excede los 750 md o la presión de sobrebalance excede a 1000 lppc, es muy probable que ocurra un daño inducido mecánicamente por invasión de sólidos. Las formaciones compuestas por silicatos (SiO_2) son más susceptibles a ser dañadas que las formaciones de calizas. Los sólidos de cuarzo no son solubles en ácido. La invasión de sólidos de los fluidos de perforación esta favorecida por:

- Presencia de fisuras y fracturas naturales.
- Poros de gran tamaño en la roca reservorio.
- Partículas de diámetro pequeño entre los componentes del fluido de perforación.
- Baja velocidad de perforación, como consecuencia la destrucción del revoque permitiendo el contacto entre el lodo y la formación.
- Alta velocidad de circulación erosionando el cake o revoque.
- Alta presión en el fondo del pozo, debido a una alta densidad del lodo de perforación permitiendo el ingreso de del lodo desde el pozo hacia la formación.

“Para disminuir el daño a la formación en operaciones de perforaciones sobre balance es necesario formar un sello del medio filtrante, estable y de baja permeabilidad sobre la cara de la formación” (Vasquez, 2009, p. 100). En general, un intervalo de tamaño de partículas desde un 10% a un 30% de tamaño de la apertura de la garganta de poro bloquea efectivamente en un medio poroso.

En el presente trabajo se realizó el estudio para disminuir el daño a la formación mediante la disminución de la pérdida de filtrado al utilizar la

polialfaolefina en el fluido drill in, además se dosifica la concentración adecuada para la correcta inhibición de las lutitas y evitar la formación de cavernas al atravesar formaciones con lutitas.

- **Cambios en la permeabilidad relativa.**

El daño inducido mecánicamente por cambios en la permeabilidad relativa puede ser clasificado en dos grandes grupos:

- Bloqueo por fase acuosa
- Bloqueo por hidrocarburos
- **Bloqueo por la fase acuosa.-** El daño a la formación puede ser causada por incremento de la saturación de agua alrededor del hoyo disminuyendo la permeabilidad.
- **Bloqueo por hidrocarburos.-** Ocurre en reservorios ricos en gas y de manera análoga al bloqueo por agua aunque el condensado permanezca inmóvil, este ocupa un espacio finito dentro del medio poroso que impide el flujo de gas.

2.6.2.2 Daño producido químicamente

El daño producido químicamente puede ser dividido en tres grandes secciones:

1. Incompatibilidad roca-fluido.
2. Incompatibilidad fluido-fluido.
3. Cambios de humectabilidad causada por invasión de fluidos.

1) Incompatibilidad roca-fluido.

Puede ser subdividido en las diferentes categorías:

- a) **Hinchamiento de arcillas.-** “Cuando las arcillas entran en contacto con el agua las arcillas absorben agua entre sus capas y se hinchan” (Vasquez, 2009, p. 102). Esta atracción química de las arcillas al absorber el agua se produce cuando se intercambian los cationes entre las láminas de las arcillas, causando una reducción de la permeabilidad y sellado total de la formación, causa la migración de finos y entrapamiento de grandes cantidades de fluido (agua).

- b) **Floculación/Des floculación de partículas de arcillas.-** Todas las partículas dispersas y los corpúsculos formados pueden taponar las gargantas de poro y causa reducción de la permeabilidad de la roca.

- c) **Absorción química.-** La gran cantidad de aditivos químicos utilizados en el fluido de perforación y terminación tales como; polímeros, inhibidores de corrosión, surfactante, etc. Pueden ser propensos a ser absorbidos por la superficie externa de los granos de la formación.

2) Incompatibilidad fluido-fluido

- a) **Precipitación de sólidos.-** La precipitación de sólidos se da por la reducción de la presión y temperatura, muchas veces es función de la composición de mineral del petróleo y del contacto con agentes precipitantes así como; CO₂ y HCL y solventes ricos en hidrocarburos.

- b) **Precipitados y escamas.-** Variedad de escamas orgánicas e inorgánicas así como; carbonato de calcio, sulfato de bario, sulfato de calcio y carbonato de hierro pueden ser formado por cambios en la temperatura, presión y la variación de la composición del agua.

- c) **Emulsiones.-** La generación de emulsiones de alta viscosidad puede originar reducciones drásticas de la producción de un pozo.

3) Alteración de la humectabilidad.

Algunos componentes químicos utilizados durante la perforación, terminación y estimulación surfactantes que pueden ser absorbidos sobre la superficie de la roca, estos compuestos tienen tendencias hidrofílicas (rocas humectadas por el agua) y oleofílicas (rocas humectadas por petróleo), además ciertas formaciones que contienen carbonatos y las areniscas (SiO_2) tienen tendencia hidrofílicas, creando de esta manera una película de aceite humectante en la superficie de la roca.

2.6.2.3 Daño inducido biológicamente

En algunos pozos que reciben inyección de agua son susceptibles al daño causado por las bacterias en la zona cercana al pozo. “Las bacterias especialmente las anaerobias pueden multiplicarse muy rápido en el yacimiento tapando los espacios porosos con ellas mismo o con precipitados que resultan de procesos biológicos” (Vasquez, 2009, p. 104).

2.6.2.4 Daño inducido térmicamente

Puede ocurrir cuando se realiza inyección de agua sobrecalentada, inyección de vapor o en algunos casos de combustión insitu.

1) Solubilidad y disolución de la roca

“Las altas temperaturas asociadas con las operaciones de inyección de vapor y de agua caliente puede resultar en disolución del cuarzo carbonato de la formación” (Vasquez, 2009, p. 104). Puede generar ciertas situaciones negativas como por ejemplo parte de la materia insoluble del cuarzo o carbonato puede migrar dentro de la formación puentear y bloquear las gargantas de poro.

2) Transformación de los minerales.

Minerales arcillosos relativamente inertes pueden ser transformados bajo condiciones de presión y temperatura en arcillas reactivas, por ejemplo puede ocurrir en formaciones ricas en caolinita inerte al agua, que luego de ser sometida a operaciones de inyección de agua sobrecalentada, con temperaturas de alrededor de 220°C, puede transformarse en esmectita reactiva que al entrar en contacto con el agua inmediatamente se hinchan y causa reducción de la permeabilidad del yacimiento.

2.6.3 FACTORES QUE PROVOCAN EL DAÑO DE LA FORMACIÓN

2.6.3.1 Formación de revoque

“Los sistemas de fluidos de perforación deben estar sellados para sellar las zonas permeables los más pronto posible formando un revoque liso y delgado en las zonas muy permeables con grandes gargantas de poros, el lodo puede invadir la formación (según el tamaño de los sólidos en el lodo)” (Vasquez, 2009). En estas situaciones es necesario utilizar agentes de puenteo para bloquear las aberturas, de manera que los sólidos que contiene el fluido realicen un sello e iniciar la deposición de un revoque.

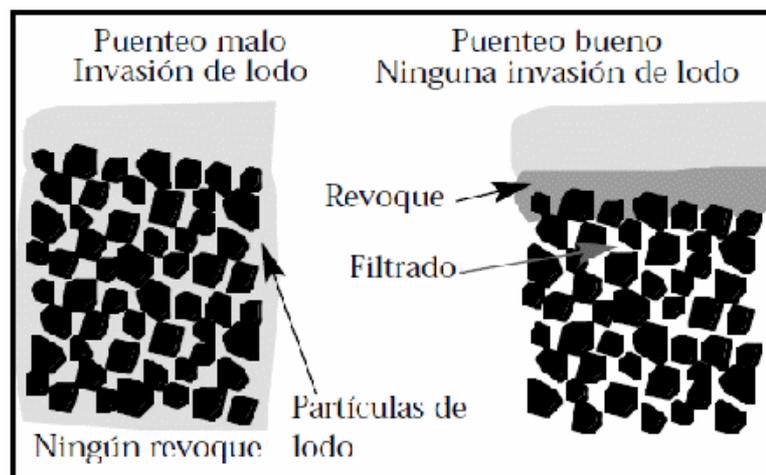


Figura 2.15 Comparación de un pozo con mal revoque

(<http://dc390.4shared.com/>, 2013)

Los agentes de puenteo deben tener un tamaño aproximadamente igual al tamaño de la abertura más grande de la garganta de poro ciertos agentes puenteantes incluyen como el carbonato de calcio, la celulosa molida, polialfaolefinas (PAOs, se forma una emulsión) y material de pérdida de circulación.

La permeabilidad del revoque ayuda a controlar la filtración dentro de la formación por eso es importante que este sea liso y delgado disminuyendo el filtrado ya que su tamaño, forma y la capacidad de las partículas para deformarse bajo presión son factores importantes para el control de la permeabilidad.

“La permeabilidad se refiere a la capacidad del fluido para fluir a través de formaciones porosas. La baja permeabilidad del revoque limita la pérdida de filtrado y el espesor del revoque. Las permeabilidades del revoque se miden en microdarcys” (Vasquez, 2009, p. 106). La permeabilidad del yacimiento se mide en milidarcys. Un buen revoque es aproximadamente 1000 veces menos permeable que la formación permeable sobre el cual el revoque se está depositando.

2.6.3.2 Filtración

La filtración se refiere a la acción mediante la cual la presión diferencial hace entrar a la fase líquida del lodo de perforación dentro de una formación permeable. La pérdida de filtrado que tiene lugar mientras el revoque se está formando se conoce como pérdida inicial (**Spurt Loss**).

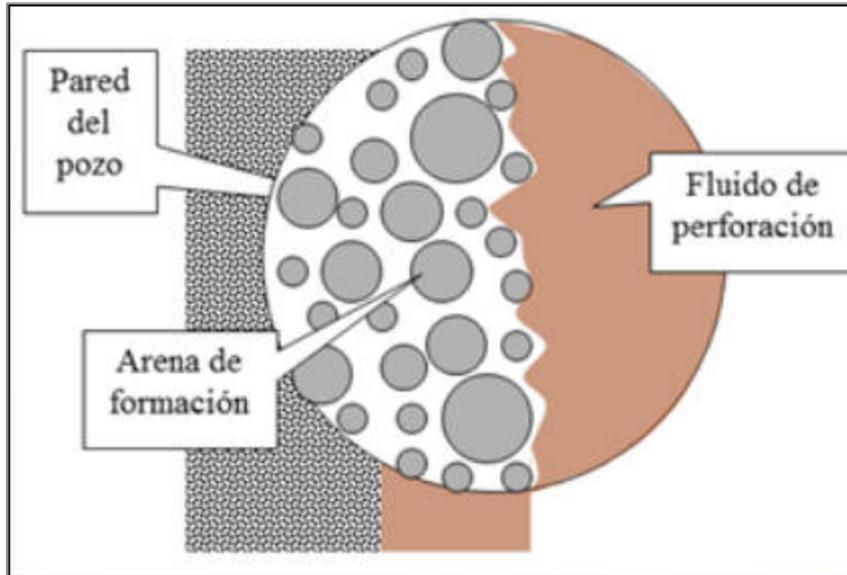


Figura 2.16 Formación del revoque

(<http://prezi.com/dtvi1itftpls/>, 2013)

La presión diferencial es la diferencia entre la presión estática del lodo y la presión de la formación. Se considera que esta presión diferencial es positiva si tiende a forzar hacia la formación, durante este proceso las partículas sólidas son filtradas formando un revoque. Los sólidos generalmente se forman como un engarre que previenen la pérdida de filtrado.

Todo el proceso de filtración debe ser controlado adecuadamente para asegurar un buen sello del lodo, esto implica; control de velocidad o tasa de filtración. Textura y espesor del revoque y el control de propiedades químicas del filtrado.

“El objetivo de un buen control del fluido de perforación es formar un revoque delgado y resistente sobre la superficie de las formaciones permeables e impedir una pérdida excesiva de filtrado, además el filtrado debe ser compatible con la formación y los fluidos que contiene la formación ayudando a mantener el pozo estable y minimizando el daño a la formación” (Vasquez, 2009, p. 108).

Un buen control de pérdida de filtrado se tiene los siguientes beneficios:

- Estabilidad de la pared del pozo.
- Mayor protección de las formaciones productivas.
- Menor riesgo de aprisionamiento de tubería.
- Mejor interpretación de los registros eléctricos.

2.6.3.3 Fundamentos de la filtración.

La filtración es por definición es la pérdida de fluido en estado estático dentro de una formación permeable a través de un medio filtrante (enjarre).

En el pozo ocurre dos tipos de filtración: estática y dinámica. La estática tiene lugar a darse cuando el lodo no está en movimiento, donde el revoque se forma un poco más grueso evitando pasar el filtrado hacia la formación. La filtración dinámica ocurre cuando el fluido esta circulado o cuando la sarta de perforación rota.

- Filtración estática.

La estática ocurre cuando el fluido no está en movimiento, mientras que la dinámica ocurre cuando el lodo fluye a lo largo de la superficie filtrante. Durante el proceso de filtración estática, el enjarre aumenta de espesor con el tiempo y la velocidad de filtración disminuye por lo que el control de este tipo de filtración consiste en prevenir la formación de enjarres muy gruesos. “Esta filtración estática se rige por la ley de Darcy de flujo de fluido a través de un medio poroso, modificado para incluir los efectos de filtración del fluido a través del enjarre. Esta ecuación no considera o predice la pérdida inicial de fluido hacia la formación que tiene lugar antes de formarse el enjarre” (Qmax México, 2010, p. 79). La pérdida inicial de fluido (**spurt loss**) se suma a la pérdida de fluido estático que pasa a través del enjarre del fluido y se incluye en el volumen total de filtrado reportado.

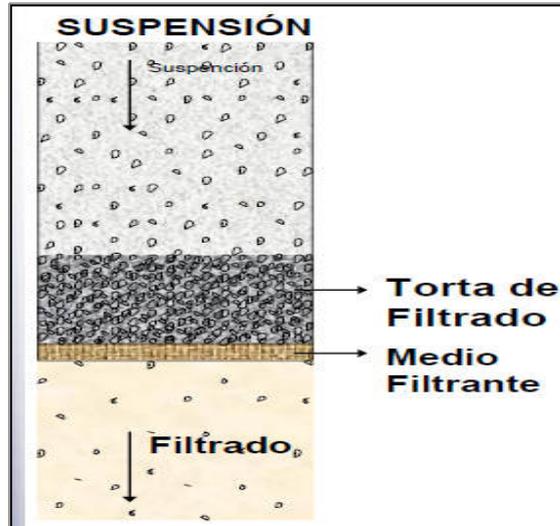


Figura 2.17 Invasión del filtrado

(Vasquez, 2009)

La unidad de permeabilidad es el Darcy, la ley de Darcy enuncia que una roca tiene la permeabilidad de un Darcy cuando un fluido con una viscosidad de un centipoise avanza a una velocidad de un centímetro por segundo bajo un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro. La ley de Darcy se aplica al flujo de fluidos a través de materiales permeables (arena, arenisca y revoque), puede ser usada para establecer la relación entre la tasa de filtración y la permeabilidad, superficie de la sección transversal, presión diferencial, viscosidad del filtrado y espesor del revoque.

La ley de Darcy se puede escribir de la siguiente manera;

Ecuación 4. Ley de Darcy

$$q = \frac{kA\Delta P}{\mu h}$$

Ec [4]

Donde;

q = Caudal del filtrado (cm³/seg)

k = Permeabilidad (darcys)

A = Superficie de la sección transversal (cm²)

ΔP = Presión diferencial (atmosferas)

μ = Viscosidad (cp)

h = Espesor del revoque (cm)

- **Filtración dinámica.**

“La filtración dinámica se diferencia de la anterior en que el flujo de lodo a medida que pasa por la pared del pozo tiende a raspar el enjarre a la vez que el mismo se va formando, hasta que el grosor se estabiliza con el tiempo y la velocidad de filtración se vuelve constante, por lo que el control de este tipo de filtración consiste en prevenir una pérdida excesiva de filtrado a la formación” (Qmax México, 2010, p. 79). El proceso de filtración, cuando se circula es básicamente diferente a la filtración estática por la diferencia en la forma de deposición del enjarre.

Los sólidos depositados durante la circulación y las características de flujo son factores determinantes en la composición del enjarre. El enjarre igualmente está determinado por la diferencia entre la velocidad de deposición y la velocidad de erosión, la cual dependerá principalmente de la velocidad del lodo, el tipo de flujo y las características del enjarre en sí mismo.

“La pérdida de fluido dinámica cambia de acuerdo al régimen de flujo (laminar o turbulento) que se tenga. Bajo condiciones de flujo laminar al atravesar zonas permeables la pérdida de fluido dinámico puede ser similar a la pérdida de fluido estático pero es ligeramente mayor mientras se forma el enjarre que puede ser lento. Si el régimen de flujo es turbulento, el enjarre puede ser erosionado al mismo tiempo que se forma y no puede predecirse en forma precisa” (Qmax México, 2010, p. 79). Esta situación existe principalmente alrededor de los drill collars (lastrabarrenas) y estabilizadores dependiendo de la geometría del pozo y de la velocidad de circulación. Predecir la pérdida de fluido dinámico en flujo laminar o turbulento, es muy

complicado por la acción de erosión y compactación del enjarre en las paredes del pozo. La figura 17 muestra las diferencias entre la pérdida de fluido estático y dinámica de un fluido con 6% de bentonita (21 libras/barril ó 60 kg/m^3) a 75°F y $100 \text{ libras/pulgada}^2$ de presión diferencial.

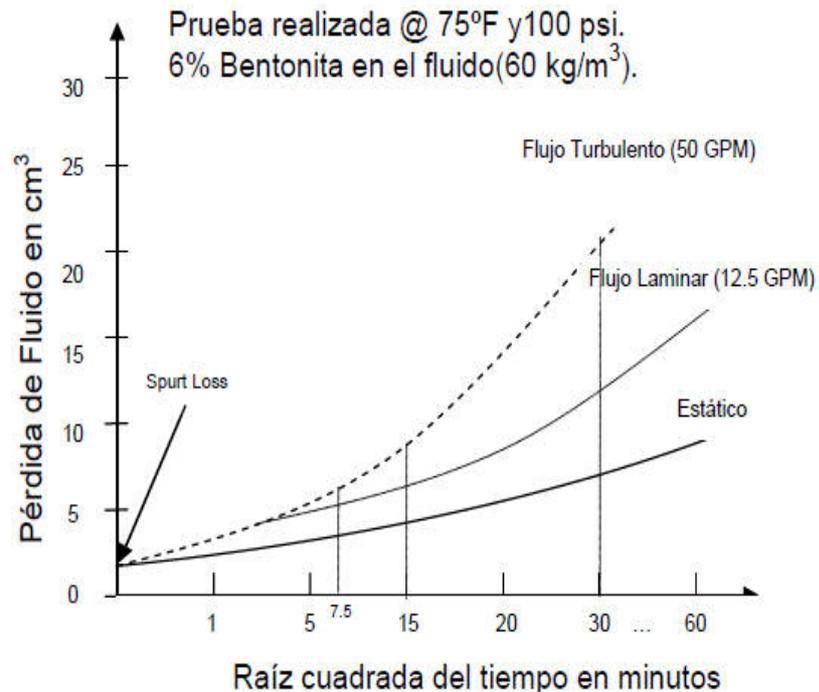


Figura 2.18 Pérdida de fluido dinámico contra pérdida de fluido estático
(Qmax México, 2010).

2.6.4 FACTORES QUE AFECTAN A LA FILTRACIÓN

a) Tiempo y tamaño de partículas.- “Para obtener el enjarre con baja permeabilidad, una distribución del tamaño de partícula desde el tamaño submicrónico a tamaño multimicrónico es esencial en ese orden para tapar aberturas desde el tamaño mayor hasta el más pequeño entre las partículas depositadas en el medio poroso” (Qmax México, 2010, p. 81). Sin embargo, el control de pérdida de filtrado de un fluido de perforación con una distribución del tamaño de partícula puede requerir una concentración intolerable de sólidos que pueden disminuir la velocidad de penetración y las propiedades de flujo.

b) Temperatura.- “El efecto de temperaturas elevadas sobre el filtrado de un fluido de perforación es la reducción de la viscosidad del filtrado la cual aumenta la pérdida de filtrado (Ley de Darcy) y disminuye la eficiencia de los aditivos químicos para reducir el filtrado a temperaturas elevadas” (Qmax México, 2010, p. 81). El incremento de la pérdida de filtrado debido a la disminución de la viscosidad puede ser un incremento normal. El incremento de la pérdida de fluido debido a los efectos de la temperatura sobre las interacciones de los sólidos y la acción de los aditivos químicos sobre los sólidos es más evidente cuando se hace una prueba a baja presión API, se recomienda reportar la temperatura de la muestra cuando se haga una prueba de filtración a baja presión API junto con los resultados.

c) Presión.- El enjarre formado que exhiben los fluidos de perforación presentan un amplio rango de compresibilidad dependiendo de la naturaleza y tamaño de los sólidos en el fluido y también el tipo de fluido utilizado. “Los enjarres con alta compresibilidad se compactan tanto como se incrementa la presión diferencial reduciendo la cantidad de filtrado que pasa por ellos” (Qmax México, 2010, p. 82).

Por otro lado los fluidos con sólidos perforados y barita tienen una menor compresibilidad, por lo que es necesario determinar el contenido de sólidos de un fluido de perforación en términos de sólidos perforados de baja densidad, contenido de barita y contenido de arcillas bentoníticas (arcillas de buena calidad).

2.7 FLUIDOS DRILL-IN

Los fluidos drill-in no contienen sólidos de perforación están diseñados para que causen ningún daño a la formación productora, además deben proveer un buen nivel de limpieza del hoyo. Estos fluidos tienen a su cargo la amplia gama de problemas que se encuentran durante las operaciones de perforación direccional, horizontal, completación y reparación.

El puenteo de la zona de producción es la clave para evitar los daños a la formación. El producto que se utiliza en los fluidos drill-in es el carbonato de calcio, controladores de filtrado y la PAOs (polialfaolefinas) producto que se utiliza durante el desarrollo de este tema de investigación ya que ayudara a minimizar la pérdida de filtrado inicial.

El fluido drill-in no contiene sólidos de perforación altamente activos como las arcillas, pero si deben contener un producto que ayude a inhibir las lutitas, además este fluido no se utiliza para perforar varios miles de pies de hoyo antes de encontrar la formación productora.

Durante la operación de perforación resulta más económico y eficaz utilizar fluidos convencionales durante la mayor parte de la operación de perforación hasta llegar a la zona productora ya que estos fluidos convencionales pueden causar daños graves a las zonas de interés.

2.7.1 CARACTERÍSTICAS DE UN FLUIDO TIPO DRILL-IN

- Propiedades reológicas viscoelásticas.
- Capacidad de sello inmediato.
- Debe ser estable a temperatura mayor a 150°F.
- Compatible con los fluidos presentes en el yacimiento.
- Mínimo daño a la formación.
- No debe contener arcillas o materiales densificantes insolubles en acido que puedan migrar dentro de la formación y taponar los poros.
- El filtrado debe estar formulado para evitar las arcillas en la zona productiva se hinchen, migren o taponen la formación.
- Las partículas deben tener granulometría apropiada para puentearlas gargantas de los poros de la formación.

2.7.2 BENEFICIOS DE UTILIZAR EL FLUIDO DRILL-IN

- Los fluidos drill-in son de primordial importancia en pozos horizontales y direccionales, donde los bajos diferenciales de presión del yacimiento hacen que sean más difíciles las operaciones de limpieza.
- Se diseñan para proveer una mínima cantidad de índice de filtración, a fin de evitar o minimizar el daño a la formación.
- Reduce los costos de limpieza y remediación.
- Se alcanza velocidades de producción más altas con mayor rapidez.
- Minimiza la invasión de sólidos y fluidos de perforación.
- Aumenta la velocidad de penetración (ROP), ahorra tiempo de perforación.

2.7.3 COMPOSICIÓN DEL FLUIDO DRILL-IN

A continuación se describe la composición del fluido drill-in que QMAX ECUADOR S.A utiliza en las operaciones de perforación en el oriente ecuatoriano y se señala en la siguiente **tabla 2.4**.

Tabla 2.4 Componentes del fluido Drill-in

COMPONENTES	FUNCIÓN
Carbonato de calcio	Agente de puenteo
Glymax LMW	Inhibidor de lutitas
Kelzan XCD	Viscosificante
Maxdril	Inhibidor de arcillas
Qlube	Lubricante
Q Stop fine	Para pérdida de circulación
Stardrill	Control de filtrado
Lipcide G-2	Bactericida
Soda Cautica	Aumenta el Ph
TDL-13	Anticorrosivo
C-Mul	Inhibidor de lutitas y control de filtrado.

Fuente: (Qmax-Ecuador, 2014)

1) Carbonato de Calcio.

El carbonato de calcio es usado como agente de puenteo para sellar las zonas de producción e incrementar la densidad del fluido drill-in, además se usa para el control de pérdidas de circulación.

Aplicaciones.

El carbonato de calcio puede ser usado en combinación con material de pérdida de circulación. Actuando como puente en las fracturas abiertas del pozo, subsanara las pérdidas de la formación durante el tiempo de circulación. El beneficio es la solubilidad acida para su posterior tratamiento con acido clorhídrico para remover cualquier desperfecto al que pueda haber sido expuesto la zona de interés.

2) Glymax LMW.

Está diseñado para sistemas salinos de glicol de alta saturación y puede ser utilizado en pozos con temperaturas de formación moderadamente altas. El glymax es un polímero mejorado para sistemas base agua que emplea tecnología poli glicoles.

Aplicaciones.

El glymax provee un alto grado de inhibición de lutitas, estabilidad de la pared del pozo, alta temperatura y presión, control de pérdida de fluido y lubricación.

3) Kelzan XCD.

El kelzan es utilizado para dar viscosidad a los fluidos de perforación y fluidos de completación. El kelzan es una goma xántica, biopolímero de alto peso molecular.

Aplicaciones.

Es usado principalmente como un viscosificador en todos los sistemas de lodos base agua. Es usado para suplementar el punto de deformación cuando los valores de viscosidad plástica y punto de cedencia se tornar inmanejables, estable a temperatura de 150°C.

4) Maxdril.

Es un inhibidor de arcillas de base polímero que se utiliza en los fluidos de perforación, es soluble en agua, catiónico, multivalentes aminas orgánicas.

Aplicaciones.

Es un inhibidor de arcillas para formaciones sensibles al agua que tiene un fácil intercambio iónico que permite la sustitución fácil en los sitios del intercambio el ion del sodio, que permite la hidratación del agua. La prueba de succión capilar ilustra las propiedades de inhibición de arcilla, además ha mostrado que presenta una estabilidad química.

5) Q Lube.

Es un lubricante usado donde las situaciones de torque, arrastre y/o pegamiento diferencial quiere ser evitados, como cuando se perfora u pozo altamente desviado con una alta diferencial de presión. Su composición química básicamente son aditivos poliméricos seleccionados y concentrados.

Aplicación.

Este producto es utilizado para prevenir la adherencia de recortes en la tubería, es resistentes a las contaminaciones, y es químicamente estable a

temperaturas de 450°F, reduce la tendencia de embolamiento de la broca cuando se perfora arcillas tipo gumbo (arcilla superficial o del suelo, muy plásticas y pegajosas pierden su porosidad al contacto con el agua dulce contiene una cantidad considerable de materia orgánica).

6) Q Stop fine.

Es una mezcla específica de microfibras de celulosa orgánica, combinada con preparado de polímeros orgánicos y aumentadores de la lubricidad.

Aplicación.

Está diseñado para ayudar al control de la pérdida de fluido hacia la formación, y también para promover las características antifricción de los fluidos de perforación, además sella las zonas de baja presión, lo que a cambio reduce el torque rotario y la resistencia de la línea de perforación que se encuentra en estos ambientes de presión diferencial.

7) Stadril.

Es muy eficiente para el control de pérdida de fluido. Este se aplica en concentraciones de acuerdo a lo requerido en el sistema de fluidos.

Aplicación.

Es muy eficaz para el control de pérdida de fluido. La sinergia del stadril con la bentonita y otros polímeros refuerzan las propiedades del fluido de perforación que proporciona una excelente costra para evitar que el lodo se pierda por aquel agujero, además es estable a temperaturas de 150°C.

8) Lipcide G-2.

Es un biocida basado en gluteraldehido que es efectivo contra muchos diferentes tipos de microorganismos encontrados en operaciones petroleras, incluyendo bacterias sulfato-reductoras, bacterias formadoras de limo, bacterias aeróbicas, etc.

Aplicación.

Usado en el tratamiento o prevención del crecimiento bacterial, en los sistemas de lodo basados en agua.

9) Soda Cáustica.

La **Soda Cáustica** es usada para control de pH en la mayoría de los sistemas de fluido de perforación base agua. . La **Soda Cáustica** es un material corrosivo que debe ser manipulado con precaución. Compuesta por Hidróxido alcalino (Hidróxido de sodio), NaOH.

Aplicación.

La Soda Caustica es usada para el control de pH y alcalinidad de la fase líquida varía de acuerdo con varios factores, por ejemplo: pH del lodo antes de los añadidos cáusticos, cantidad y tipo de los aditivos presentes en el sistema, tipo y cantidad de la formación perforada y contaminantes encontrados. La Soda Cáustica también es usada para incrementar la solubilidad de los dispersantes tales como Peltex o Lignito. Manteniendo el pH moderadamente alto con soda cáustica es una ayuda en el control de corrosión.

10) TDL-13

QTDL-13 es usado como inhibidor de corrosión. Compuesto Alkilaminas, isopropanol, naphtha de petróleo.

Aplicación.

QTDL-13 es un agente de corrosión usado para la prevención y el tratamiento de la corrosión en la perforación. Puede ser usado como tratamiento total del sistema o como recubrimiento previo a la perforación en las tuberías de perforación más comunes.

QTL- 13 contiene neutralizadores (Ph 7-8) formando una película protectora de imidazoline y otros aditivos formulados para la máxima protección de la corrosión.

10) C-MUL

Manufacturado con una base de hidrocarburo sintético de poli-alfa-olefina (PAO), C-Mul. El paquete C-Mul® mejora las propiedades de los fluidos en base a agua resultando en tasas de penetración mejoradas y estabilidad en la pared del pozo. El paquete combina componentes claves de la tecnología PAO de Sun, creando un fluido de perforación en base-emulsión efectivo y de alto rendimiento.

Aplicación.

Es fácilmente aplicado en fluidos de base-agua con un mínimo de mezclado y agitación.

El producto es compatible con sistemas tanto de agua fresca como de agua salada y no tiene efectos adversos en el valor LC50 del sistema. C-Mul®.

Está formulado para mejorar la rata de penetración (ROP por sus siglas en Inglés), la estabilidad del pozo/formación, y la Inhibición.

2.7.3.1 Formulación del fluido drill-in

Tabla 2.5 Formulación del fluido drill-in

Fluido Drill-in QMAX			Fluido Drill-in con C-MUL	
Producto	Concentración	Cantidad (500cc)	Concentración	Cantidad (500cc)
Maxdril	0,15gal/bbl	1,78cc	-	-
Glymax	1,5%	7,5cc	-	-
Qlube	1,3%	6,5	1,3%	6,5cc
C-Mul	-	-	7%	35cc
Kelzan XCD	2 lbs/bbl	2,85gr	2 lbs/bbl	2,85gr
Stardril	4 lbs/bbl	5,71gr	2 lbs/bbl	2,85gr
CaCO3	44,66 lbs/bbl	63,80gr	44,66 lbs/bbl	63,80gr
Soda Caustica	Lo requerido a pH 9	N/A	Lo requerido a pH 9	N/A

3. METODOLOGÍA

3.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO LIMONCOCHA

3.1.1 ANTECEDENTES DEL CAMPO LIMONCOCHA

En el año 1985 la compañía Occidental perforó el pozo Limoncocha-1 al sur de la estructura, descubriendo acumulaciones de petróleo de entre 18 y 27 grados API en las areniscas Napo “U Inferior”, “T Principal” y “T Superior” .

“A finales de 1993, Petroproducción perforó el pozo Limoncocha Norte-1, luego renombrado como Limoncocha-2, localizado en el alto de la estructura, pozo que confirmó los yacimientos antes mencionados. Estructuralmente este pozo estuvo 80 pies más alto que el pozo descubridor. Hasta el año 2003 se perforaron 10 pozos en este campo. En el 2004, cinco nuevos pozos fueron perforados en la parte norte del campo, lo que produjo una delineación bastante confiable de la estructura al norte y noroeste y una mejor comprensión de los cambios en el contacto agua-petróleo dentro del yacimiento “T” (Petroamazonas E-P, 2012, p. 5). En el año 2005 se reemplazaron los pozos Limoncocha-5 y Limoncocha-9 mediante la perforación de pozos “side track”, Limoncocha-ST05 y Limoncocha-ST09 respectivamente, ambos pozos por problemas con la tubería de revestimiento. Esta última campaña de perforación redujo significativamente la incertidumbre asociada con el petróleo original en el sitio (POES) así como las estimaciones de reservas remanentes en este Campo.

El presente trabajo se limitará al estudio de la arenisca U ya que su principal objetivo en la producción es la arenisca U inferior, al momento la empresa Qmax Ecuador se encuentra trabajando con los servicios de lodos de perforación en dicho campo.

3.1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El Campo Limoncocha se encuentra localizado a 10 Km. Al Sur del campo Shushufindi (Figura 3.1); dentro del bloque 15, como se puede observar en el siguiente mapa:

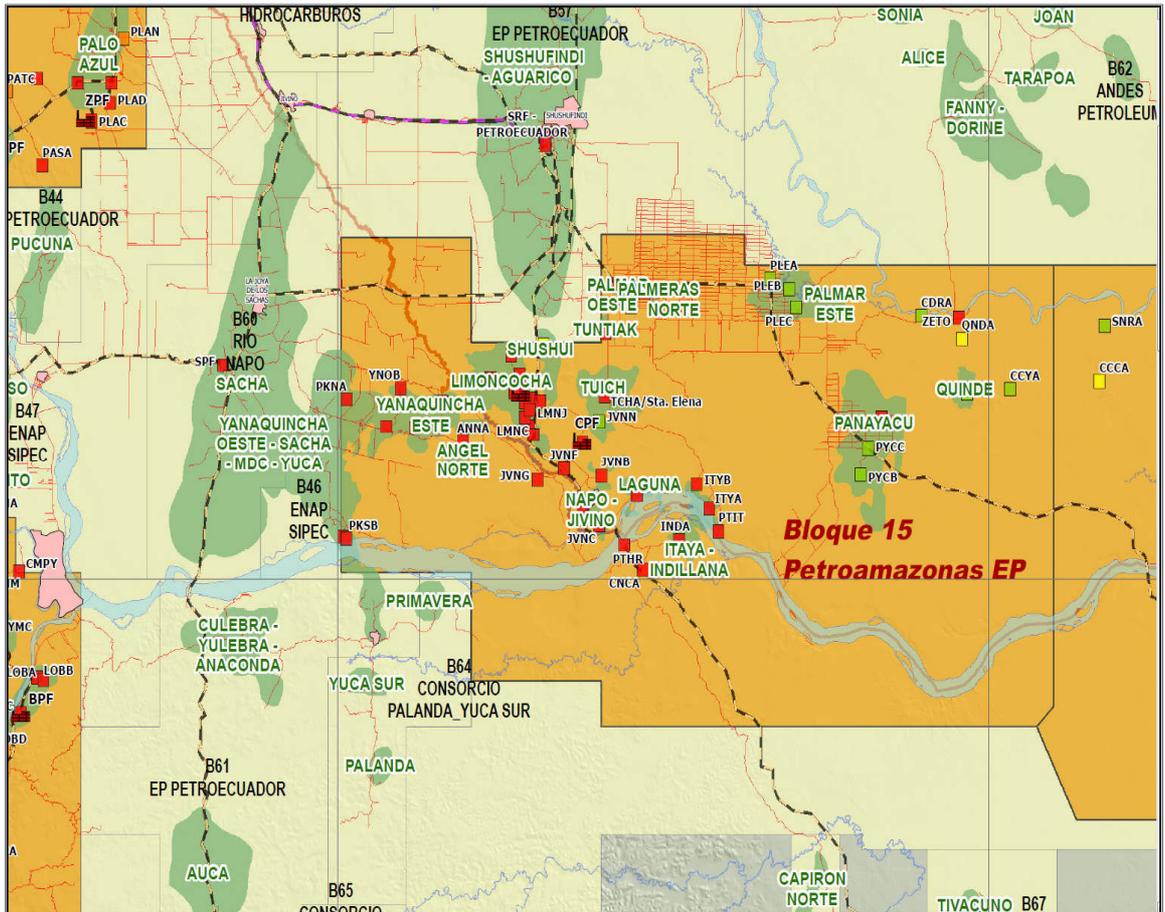


Figura 3.1 Mapa de ubicación del campo Limoncocha
(Petroamazonas, 2012)

3.1.3 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA

El Campo Limoncocha es una acumulación estructural con cierre en sus cuatro costados, el límite hacia el este es una flexura muy pronunciada. Esta estructura está compuesta por dos anticlinales, el principal, donde se localizan los pozos perforados hasta la fecha, tiene dirección Noroeste. Otro, de menor área con dirección Noreste, conocido como Quilla, se presenta de

acuerdo a la interpretación geológico-geofísica, formando parte de la estructura del Campo Limoncocha.

Los yacimientos presentes en este Campo son las arenas “U” inferior, “T” Superior y “T” Principal de la Formación Napo.

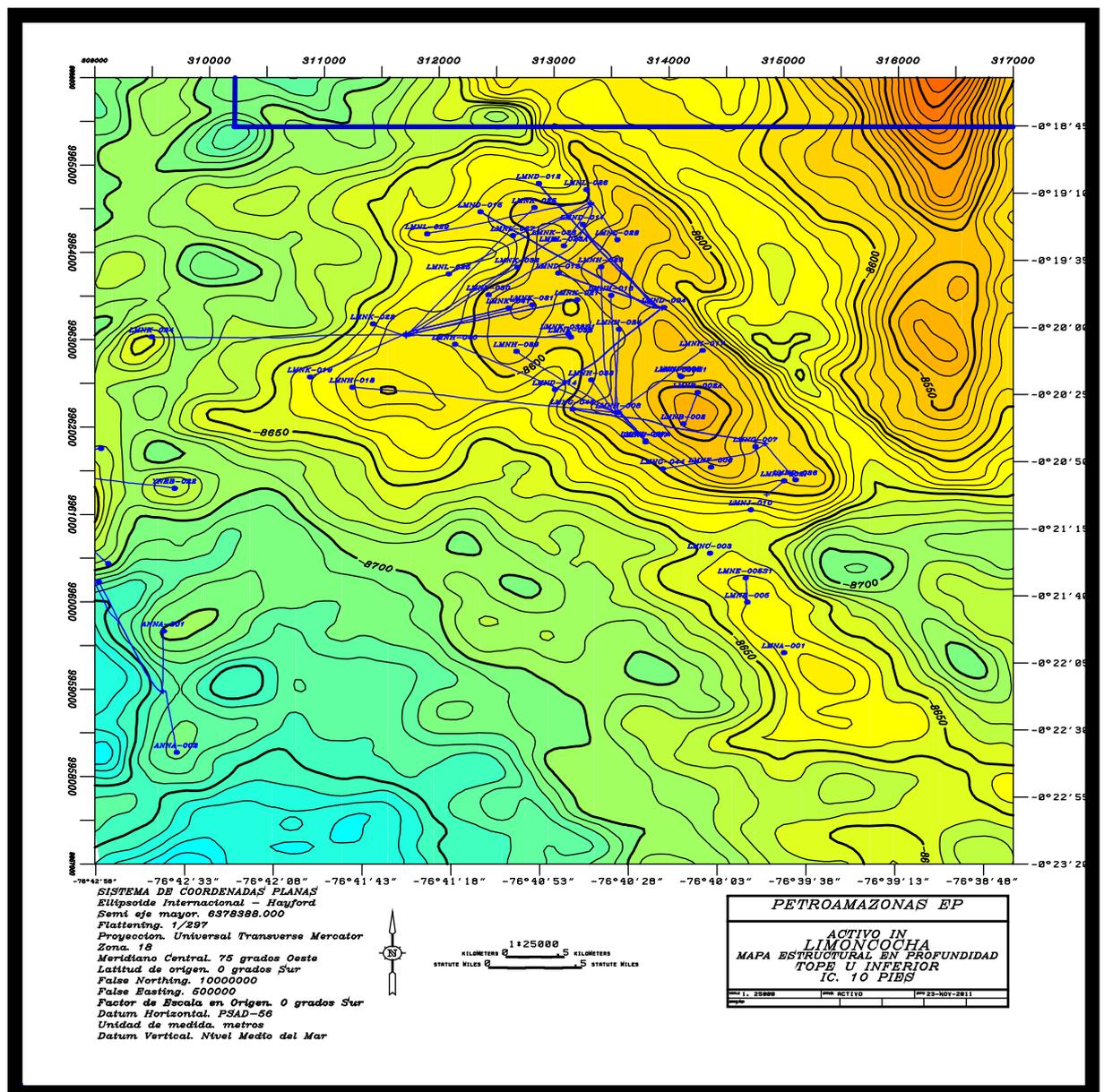


Figura 3.2 Mapa estructural Campo Limoncocha Yacimiento U Inferior (Petroamazonas, 2012)

La arena "U" inferior consiste de una unidad basal fluvial yuxtapuesta por una unidad de depósitos marinos cercanos. Con los núcleos del pozo Limoncocha 4 se definió un canal estuarino bioturbado relleno por facies truncadas o facies que cambian de secuencia normal a depósitos de marea observadas en la arenisca U inferior. Dentro de las facies bioturbadas, la calidad del reservorio está significativamente deteriorada.

El Yacimiento "T" está formado por dos miembros: Arenisca "T" superior que consiste de depósitos glauconíticos de bancos de arena aislados dentro de facies marinas. La continuidad de este reservorio es muy pobre, reflejando la acumulación en "parches" de arena de marea. La Arenisca "T" Inferior, es un miembro de la arenisca T consistente de arenisca cuarzosa dentro de canales entrelazados y depósitos marinos afectados por las mareas. La mayor cantidad de petróleo se recupera de este miembro.

3.1.4 LITOLOGÍA

La descripción litológica y el Master Log encontrados en el pozo Limoncocha H-040 es tomado del documento "Reporte Final de Geología Limoncocha H-040".

Arenisca "U"

Este miembro, se presenta en las secciones, que se describen a continuación:

Arenisca "U" Superior

TOPE: 10,798' MD / 9,393' TVD / - 8,521' TVDSS (Cuttings*Gamma Ray)
10,803' MD / 9,397' TVD / - 8,525' TVDSS (WIRELINE)

Este Miembro está formado por arenisca intercalada con capas de lutitas y calizas.

Arenisca: Blanca, blanca lechosa, translúcida, friable, grano fino a muy fino,

cuarzosa, subredondeada, moderada selección, matriz argilácea, cemento ocasionalmente calcáreo, porosidad no visible, asociada con glauconita. Sin manifestación de hidrocarburos.

Lutita: Gris oscura, negra, moderadamente dura a dura, laminar a sublaminar, planar, fisil, astillosa, textura cerosa, ligeramente calcárea.

Caliza: Wackstone, crema, gris clara, crema moteada con gris claro, moderadamente dura a suave, subblocosa a irregular, porosidad no visible.

Arenisca “U” Media

TOPE: 10,857' MD / 9,447' TVD / - 8,575' TVDSS (Cuttings*Gamma Ray)
10,869' MD / 9458' TVD / - 8,586' TVDSS (WIRELINE)

Este miembro está formado por arenisca intercalada con capas de lutitas y calizas.

Arenisca: Blanca, blanca lechosa, translúcida, friable, grano fino a muy fino, cuarzosa, subredondeada, regular selección, matriz argilácea, cemento ocasionalmente calcáreo, ocasionalmente con glauconita, porosidad no visible. Sin manifestación de hidrocarburos.

Lutita: Gris oscura, negra, moderadamente dura a suave, sublaminar, planar, físil, astillosa, textura cerosa, ligeramente calcárea.

Caliza: Wackestone a packstone, gris oscura, negra, gris oscura moteada con crema, crema, moderadamente dura a suave, subblocosa a irregular, porosidad pobre visible.

Arenisca "U" Inferior

TOPE: 10,899' MD / 9,485' TVD / - 8,613' TVDSS (Cuttings* Gamma Ray)
 10,920' MD / 9,504' TVD / - 8,632' TVDSS (WIRELINE)

Este miembro está formado por arenisca intercalada con capas de lutitas.

Arenisca: Blanca, blanca lechosa, translúcida, friable, grano fino a muy fino, cuarzosa, subredondeada, regular selección, matriz caolinitica, cemento no visible, porosidad no visible. Se observaron trazas de hidrocarburos.

Lutita: Negra, gris oscura, moderadamente dura a suave, físil, planar, sublaminar, astillosa, textura cerosa, ligeramente calcárea.

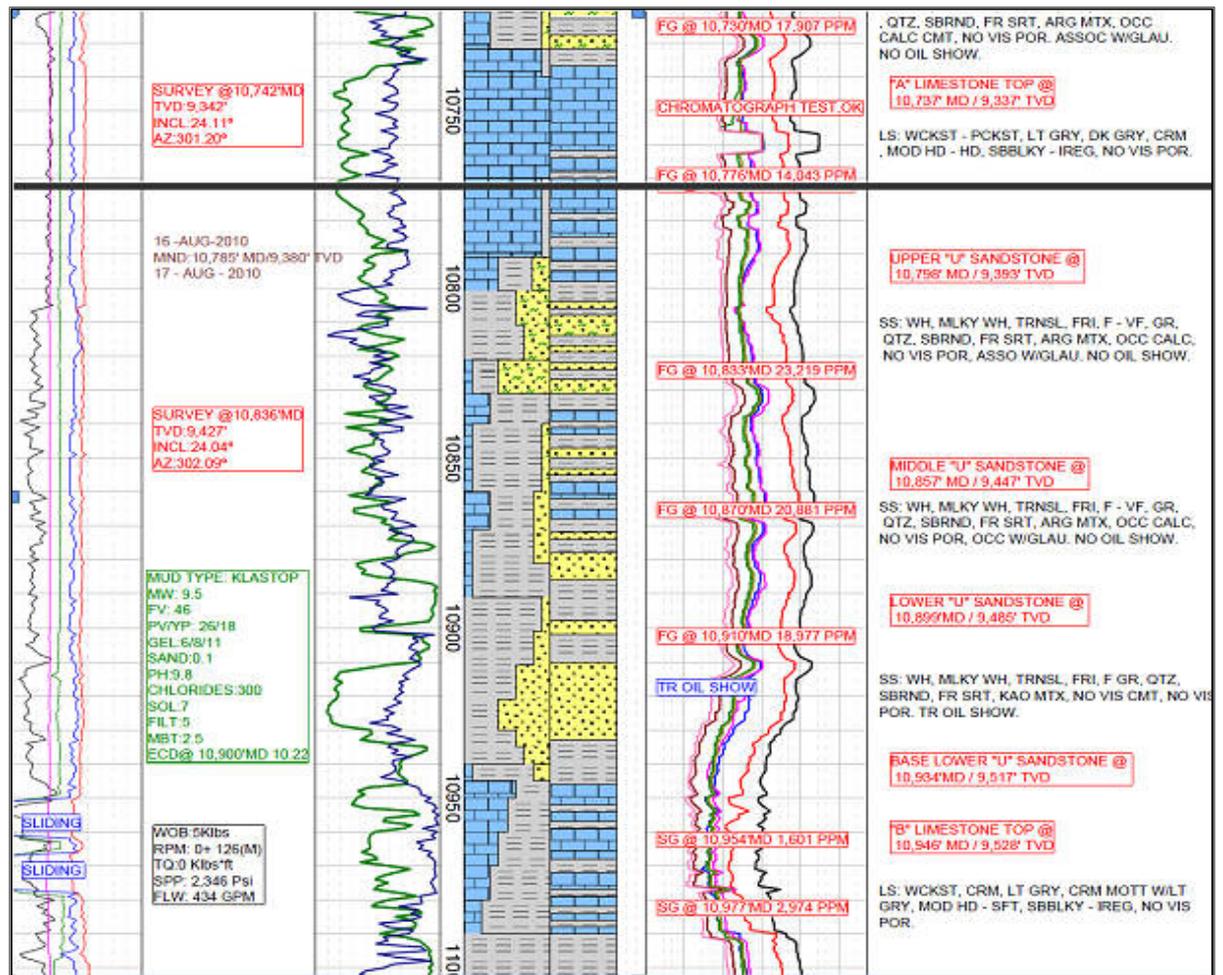


Figura 3.3 Limoncocha H-040 Máster Log Yacimiento "U"

(Petroamazonas, 2012)

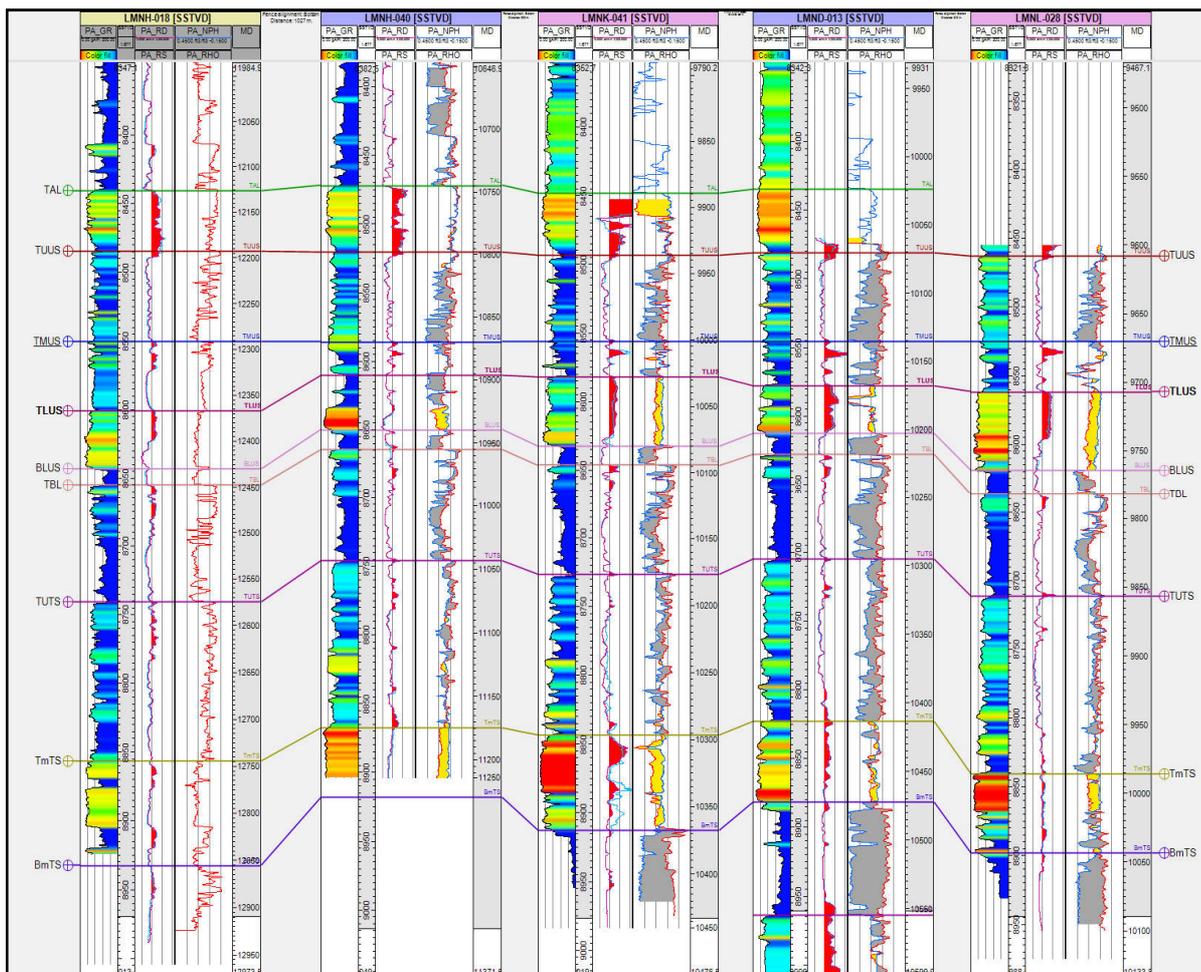


Figura 3.4 Correlación Estructural-Estratigráfica Campo Limoncocha SO-NE.
(Petroamazonas, 2012)

3.1.5 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

En base al análisis de los registros eléctricos de los pozos perforados en el área y mediante el Software Interactive Petrophysics, se obtuvieron las propiedades petrofísicas de los yacimientos presentes en el complejo Limoncocha Tabla 3.1.

En la tabla 3.1 se presenta un resumen de las propiedades petrofísicas de la arenisca U inferior de los pozos perforados en el campo Limoncocha.

Tabla 3.1 Propiedades petrofísicas por pozo, Campo Limoncocha, “U” Inferior

Pozo	Arena	Zone log	gross (ft)	Neto (ft)	PorSand	SwNet	KinSands	VshSand
LMNA-001	UI	Zone TLUS	35	5	0.157	0.397	395	0.1338
LMNB-002	UI	Zone TLUS	72	72	0.182	0.112	978	0.081
LMNB-002A	UI	Zone TLUS	64	37	0.186	0.202	858	0.1308
LMNC-003	UI	Zone TLUS	14	9	0.168	0.207	221	0.2465
LMND-004	UI	Zone TLUS	33	0	0.137	0.586	69	0.0427
LMND-011	UI	Zone TLUS	15	13	0.203	0.151	732	0.1519
LMND-012	UI	Zone TLUS	2	1	0.231	0.161	2767	0.3148
LMND-013	UI	Zone TLUS	34	27	0.144	0.133	133	0.1951
LMND-014	UI	Zone TLUS	13	12	0.187	0.184	294	0.0902
LMND-015	UI	Zone TLUS	43	41	0.171	0.164	826	0.1222
LMNE-005	UI	Zone TLUS	27	26	0.173	0.283	417	0.1069
LMNE-005S1	UI	Zone TLUS	29	17	0.194	0.164	2907	0.1171
LMNF-006	UI	Zone TLUS	32	29	0.145	0.204	106	0.1291
LMNG-007	UI	Zone TLUS	58	55	0.178	0.184	762	0.1051
LMNG-036	UI	Zone TLUS	43	28	0.161	0.197	619	0.1048
LMNG-043	UI	Zone TLUS	41	32	0.143	0.246	229	0.1381
LMNG-044	UI	Zone TLUS	60	47	0.153	0.264	204	0.1555
LMNH-008	UI	Zone TLUS	54	48	0.181	0.121	623	0.094
LMNH-016	UI	Zone TLUS	6	6	0.147	0.138	226	0.1586
LMNH-017	UI	Zone TLUS	50	32	0.173	0.508	428	0.1405
LMNH-018	UI	Zone TLUS	40	28	0.181	0.331	1473	0.0625
LMNH-020	UI	Zone TLUS	38	38	0.16	0.13	446	0.1517
LMNH-033	UI	Zone TLUS	36	30	0.142	0.312	204	0.0767
LMNH-034	UI	Zone TLUS	38	33	0.129	0.298	142	0.1188
LMNH-037A	UI	Zone TLUS	58	56	0.182	0.177	820	0.1621
LMNH-039	UI	Zone TLUS	57	45	0.141	0.212	177	0.1277
LMNH-040	UI	Zone TLUS	20	10	0.167	0.358	257	0.1037
LMNI-009S1	UI	Zone TLUS	37	32	0.198	0.103	1353	0.1649
LMNJ-010	UI	Zone TLUS	22	19	0.181	0.216	691	0.1195
LMNK-019	UI	Zone TLUS	29	14	0.14	0.372	152	0.1379
LMNK-021	UI	Zone TLUS	27	26	0.166	0.161	550	0.1523
LMNK-022	UI	Zone TLUS	18	5	0.147	0.397	48	0.139
LMNK-023	UI	Zone TLUS	36	11	0.121	0.457	44	0.161
LMNK-024	UI	Zone TLUS	23	7	0.164	0.26	259	0.1148
LMNK-025	UI	Zone TLUS	14	12	0.17	0.194	343	0.1087
LMNK-031	UI	Zone TLUS	43	39	0.169	0.262	655	0.1552
LMNK-032	UI	Zone TLUS	20	15	0.183	0.288	611	0.2402
LMNK-038	UI	Zone TLUS	26	24	0.168	0.264	553	0.176
LMNK-041	UI	Zone TLUS	50	45	0.165	0.186	707	0.0947
LMNL-023A	UI	Zone TLUS	36	35	0.164	0.167	294	0.1147
LMNL-026	UI	Zone TLUS	27	23	0.174	0.22	673	0.08
LMNL-027	UI	Zone TLUS	19	18	0.151	0.209	128	0.1092
LMNL-028	UI	Zone TLUS	57	49	0.151	0.231	216	0.0985
LMNL-029	UI	Zone TLUS	15	12	0.17	0.257	351	0.1106
LMNL-030	UI	Zone TLUS	38	32	0.154	0.203	462	0.1401
LMNL-035	UI	Zone TLUS	8	1	0.157	0.45	61	0.3805
LMNL-035	UI	Zone BLUS	0	0	0.201	0.47	67	0.432

(Petroamazonas, 2012)

3.1.6 PRESIÓN DE RESERVORIO

En los pozos del campo Limoncocha se han tomado varias pruebas de restauración de presión así como toma de puntos de presión, con esta información se determinó la presión inicial y su declinación como consecuencia de la producción de fluidos, para los yacimientos de interés.

Con la finalidad de evaluar apropiadamente la declinación de presión de reservorio por efecto de la producción, se determinó una profundidad de referencia (Datum) en cada reservorio y todas las presiones registradas fueron corregidas a esta profundidad. El mecanismo de empuje se determinó usando la grafica de **%Presion vs % Recuperado**, con lo que en base a las curvas tipo asociadas a cada mecanismo de empuje se determinó el mismo para cada reservorio.

Tabla 3.2 Presiones iniciales – actuales

YACIMIENTO	PRESIÓN INICIAL [psi]	PRESION ACTUAL [psi]	MECANISMO PRODUCCION
“U” INFERIOR	4064	3100	Acuífero Activo y gas en solución
“T” PRINCIPAL	3847	3050	Acuífero Activo y gas en solución

(Petroamazonas, 2012)

3.1.7 LIMONCOCHA, RESERVORIO “U” INFERIOR

La presión inicial en base al presente análisis, se estima en, **$P_{r_{inicial}} = 4,064$ psi @ -8678 ft TVDSS**, actualmente la presión de reservorio es, **$P_{r_{actual}} = 3100$ psi @ -8678 ft TVDSS** (Ver figura 3.5).

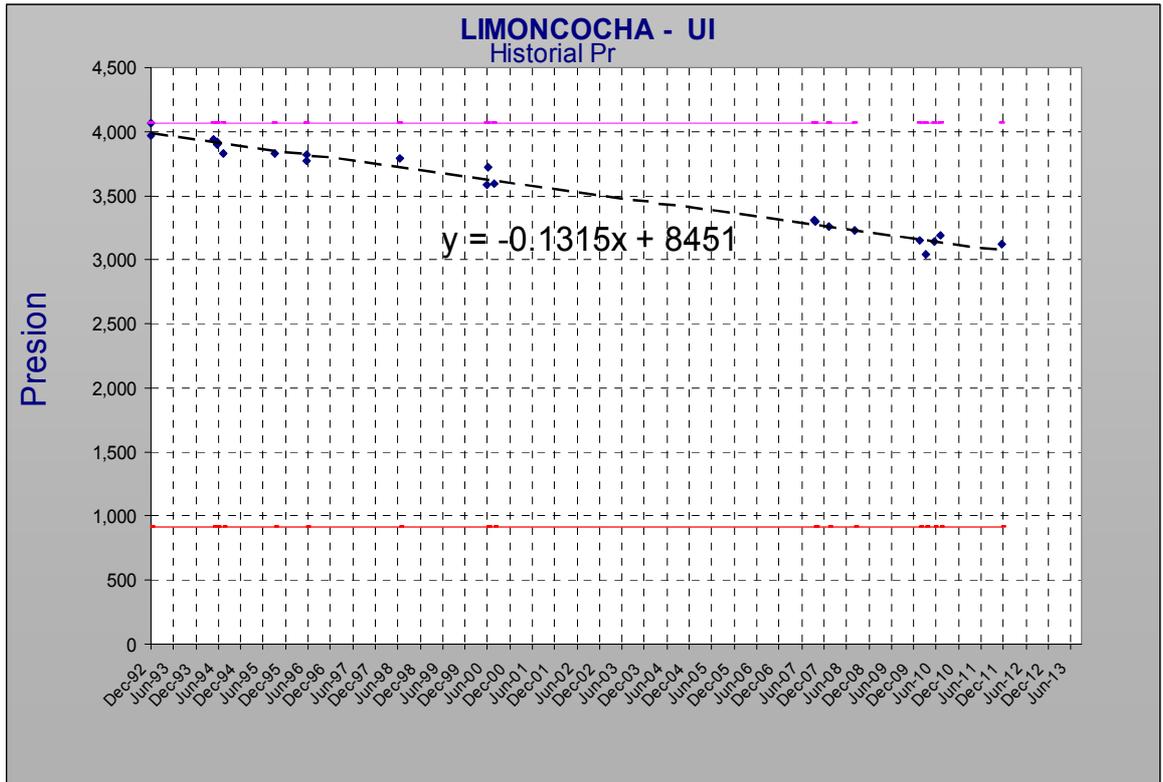


Figura 3.5 Histórico de Presiones, Limoncocha, Arena “U” Inferior

(Petroamazonas, 2012)

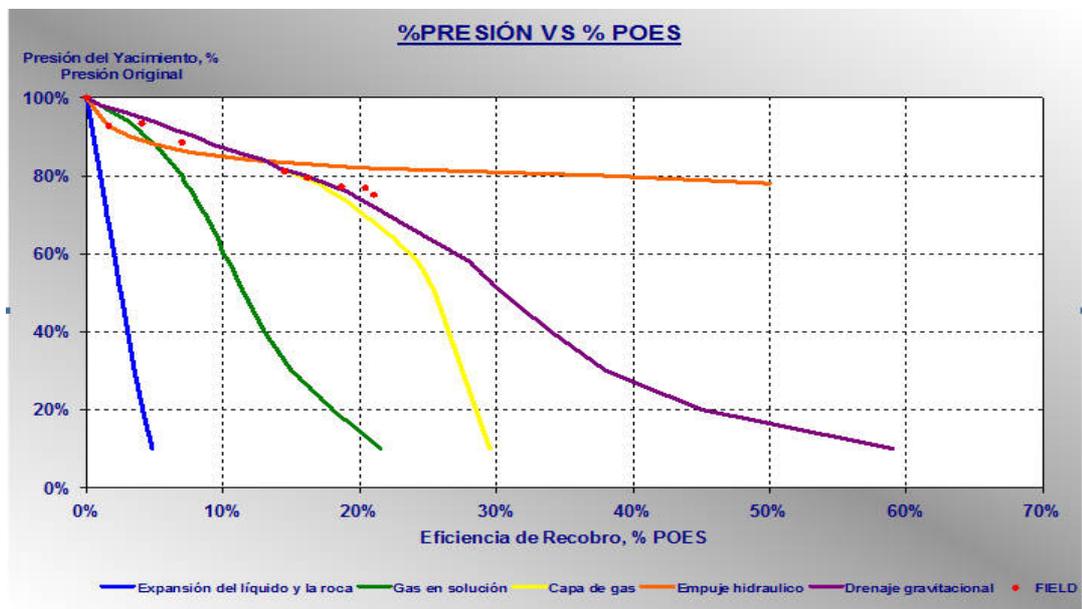


Figura 3.6 Mecanismo de Empuje, Limoncocha, Arena “U” Inferior

(Petroamazonas, 2012)

3.2 PRUEBAS DE LABORATORIO Y DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS PARA UN FLUIDO DRILL-IN

A continuación se describen los procedimientos de las pruebas que se realizaron en el laboratorio a las muestras de lutitas tomadas a diferentes profundidades. Además los análisis realizados de lubricidad, prueba de taponamiento de permeabilidad utilizando la polialfaolefinas y pruebas complementarias al fluido drill-in.

De acuerdo a las recomendaciones del API (Instituto Americano del Petróleo) existen métodos de análisis estándares para realizar pruebas en campo y en el laboratorio de fluidos de perforación, aquellos procedimientos se encuentra publicados en la API, "Recommended Practice: Standard Procedure for Field Testing Water-Based (Oil-Based) Drilling Fluids", API RP 13B-1, 13B-2, y el API RP-13I.

3.2.1 DENSIDAD DEL LODO

3.2.1.1 Descripción

La densidad (comúnmente llamada peso del lodo) se mide con una balanza de lodo de suficiente precisión para obtener mediciones con un margen de error de 0,1 lb/gal (0,5 lb/pie³ o 5 psi/1.000 pies de profundidad). A todos los efectos prácticos, la densidad significa el peso por volumen unitario y se mide pesando el lodo.

La balanza de lodo (Ver la Figura 3.7) se compone principalmente de una base sobre la cual descansa un brazo graduado con un vaso, tapa, cuchillo, nivel de burbuja de aire, caballero y contrapeso. Se coloca el vaso de volumen constante en un extremo del brazo graduado, el cual tiene un contrapeso en el otro extremo. El vaso y el brazo oscilan perpendicularmente

al cuchillo horizontal, el cual descansa sobre el soporte, y son equilibrados desplazando el caballero a lo largo del brazo.



Figura 3.7 Balanza presurizada

3.2.1.2 Equipo

- Taza Halliburton Tru-Wate (balanza de densidad de fluido)
- Taza de lodo graduada de 1 cuarto de galón (946-mL)
- Termómetro: 32 a 220°F (0 to 104°C)

3.2.1.3 Calibración

1. Retirar la tapa del vaso y llenar completamente el vaso con agua pura o destilada.
2. Volver a colocar la tapa y secar con un trapo.
3. Colocar de nuevo el brazo de la balanza sobre la base, con el cuchillo descansando sobre el punto de apoyo.
4. La burbuja de nivel debería estar centrada cuando el caballero está en 8,33 lb/gal. Si no, ajustar usando el tornillo de calibración en el extremo del brazo de la balanza. Algunas balanzas no tienen tornillos de calibración y se

requiere añadir o remover granallas de plomo a través de la tapa de calibración.

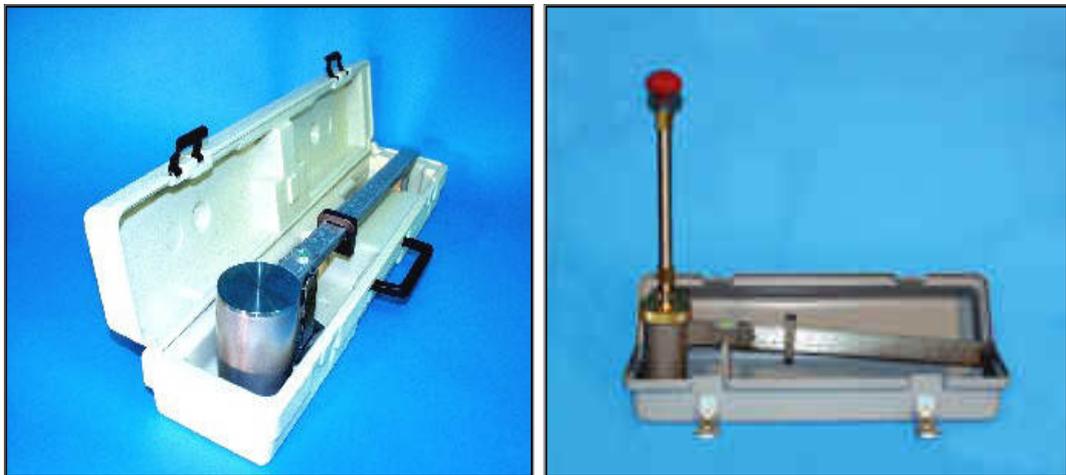


Figura 3.8 Balanza Ofite Normal **Figura 3.9** Balanza presurizada Fann

Ecuación 5. Peso

$$\text{Incrementar peso con CaCO}_3 = 944,6 \frac{W_2 - W_1}{22,5 - W_2} \text{ SACOS} / \text{BBL} \quad [\text{Ec 5}].$$

Donde; W2 = peso del lodo al que se quiere llegar en lbs/gal

W1 = peso inicial del agua en lbs/gal

3.2.1.4 Procedimiento

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Colocar el pedestal de base o caja portadora sobre una superficie plana y a nivel.
3. Medir y registrar la temperatura de la muestra; transferir luego la muestra a la taza de la balanza.
4. Colocar la tapa en la taza con la válvula de retención en posición bajada o abierta.

Nota: Asegurarse de que algo de la muestra de ensayo sea expulsada a través de la válvula.

5. Llevar la válvula de retención a posición cerrada.
6. Enjuagar la tapa y las roscas con agua, aceite base o solvente, y secar.

7. Ajustar la tapa roscada en la taza.
8. Llenar el conjunto de émbolo con la muestra de ensayo.
9. Presionar la nariz del émbolo en la cara con calce del anillo "O" de la válvula de retención.
10. Ejercer presión sobre la taza de muestra haciendo fuerza hacia abajo sobre el cuerpo del cilindro. Al mismo tiempo, forzar hacia abajo la barra de pistón.

Nota: La válvula de retención de la tapa es accionada a presión. Cuando hay presión en la taza, la válvula de retención es empujada hacia arriba a la posición cerrada.

11. Limpiar el lodo de la parte exterior de la taza y tapa de la balanza. Repasar a limpio todo exceso de agua, aceite base, o solvente.
12. Calzar el borde agudo de la balanza en el fulcro de apoyo y equilibrar el conjunto haciendo correr el cursor a lo largo del brazo.

Nota: La balanza de lodo está nivelada cuando la línea en el vidrio del visor está centrada sobre la burbuja.

13. Registrar la densidad del costado del cursor más próximo a la taza de la balanza. Registrar la medición con precisión de 0.1 lb/gal, 1 lb/pie³, 0.01 g/cm³, ó 10.0 lb/pulg²/1,000 pies
14. Reconectar el conjunto de émbolo vacío y empujar hacia abajo el cuerpo del cilindro para aflojar la presión dentro de la taza.

3.2.2 CONCENTRACIÓN IÓNICA DE HIDROGENO (PH)

3.2.2.1 Descripción

La medición en el campo del pH del fluido de perforación (o filtrado) y los ajustes del pH son operaciones críticas para el control del fluido de perforación.

Se usan dos métodos para medir el pH del lodo de perforación base agua dulce: un método colorimétrico modificado, usando tiras de prueba con

refuerzo de plástico (palillos); y el método potencio-métrico, usando el medidor electrónico de pH con electrodo de vidrio.

3.2.2.2 Procedimiento con cintas de Papel pH (cintas de papel colorimétrico)

1. Colocar un palillo indicador de pH en el lodo y dejarlo hasta que el color se estabilice, lo cual requiere generalmente menos de un minuto. Enjuagar el palillo con agua desionizada, sin secar con un trapo.
2. Comparar los colores del palillo con el patrón de color proporcionado y estimar el pH del lodo.
3. Ajustar el pH del lodo a la unidad de pH 0,5 más próxima.



Figura 3.10 Cintas de papel pH

3.2.2.3 Medidor de pH con electrodo

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Dejar que la muestra de fluido y las soluciones amortiguadoras alcancen la temperatura ambiente.
3. Encendemos el medidor de pH ON/OFF.

4. Limpiar la punta de prueba con agua destilada y secarla con un paño suave que no tenga pelusa.
5. Sumergir la punta de prueba en la solución amortiguadora pH 7.
6. Presionamos la tecla CAL/ para calibrar con la solución de pH 7 y se guarda dicha calibración.
7. Enjuagar con agua destilada y secar la punta de prueba.
8. Repetimos el paso 6 para calibrar con las demás soluciones amortiguadoras de Ph 4 y Ph 10, salimos presionando la tecla SLOPE y queda calibrado el equipo.



Figura 3.11 Medidor de pH con electrodo

Nota: Si no se puede calibrar el medidor, reemplazar los electrodos y empezar de nuevo el procedimiento usando soluciones amortiguadoras frescas.

9. Enjuagar con agua destilada y repasar a seco la punta de prueba.
10. Sumergir la punta del electrodo en la muestra del lodo que se va a medir el pH y presionar la tecla read/leer.
11. Esperamos que se estabilice.

12. Registrar el pH con aproximación de 0.1 de la unidad.

13. Retiramos el electrodo y lavamos con agua destilada, secamos con un paño absorbente y luego lo colocamos en el capuchón con una solución de KCl 3mol.

3.2.3 VISCOSIDAD DEL FLUIDO

3.2.3.1 Viscosímetro rotativo

3.2.3.1.1 Descripción

Los viscosímetros de indicación directa son instrumentos de tipo rotativo accionados por un motor eléctrico o una manivela. El fluido de perforación está contenido dentro del espacio anular entre dos cilindros concéntricos. El cilindro exterior o manguito de rotor es accionado a una velocidad rotacional (RPM – revoluciones por minuto) constante.

3.2.3.1.2 Especificaciones del viscosímetro de indicación directa

Manguito de rotor

Diámetro interior 1,450 pulg. (36,83 mm), longitud total 3,425 pulg. (87,00 mm), línea trazada 2,30 pulg. (58,4 mm) encima de la parte inferior del manguito.

Dos líneas de agujeros de 1/8 pulgada (3,18 mm) separados por 120 grados (2,09 radianes), alrededor del manguito de rotor, justo debajo de la línea trazada.



Figura 3.12 Viscosímetro fann de 6 velocidades

3.2.3.1.3 Procedimiento para determinar la viscosidad plástica, viscosidad aparente y el punto cedente

1. Colocar la muestra recién agitada dentro de un vaso térmico y ajustar la superficie del lodo al nivel de la línea trazada en el manguito de rotor.
2. Calentar o enfriar la muestra hasta 120°F (49°C). Agitar lentamente mientras se ajusta la temperatura.
3. Arrancar el motor colocando el conmutador en la posición de alta velocidad, con la palanca de cambio de velocidad en la posición más baja. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar la indicación obtenida a 600 RPM. Cambiar las velocidades solamente cuando el motor está en marcha.
4. Ajustar el conmutador a la velocidad de 300 RPM. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar el valor indicado para 300 RPM.
5. Viscosidad plástica en centipoise = indicación a 600 RPM menos indicación a 300 RPM.
6. Punto Cedente en lb/100 pies² = indicación a 300 RPM menos viscosidad plástica en centipoise.

7. Viscosidad aparente en centpoise = indicación a 600 RPM dividida por.

3.2.3.1.4 Procedimiento para determinación del esfuerzo gel

1. Agitar la muestra a 600 RPM durante aproximadamente 15 segundos y levantar lentamente el mecanismo de cambio de velocidad hasta la posición neutra.
2. Apagar el motor y esperar 10 segundos.
3. Poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima en lb/100 pies² como esfuerzo de gel inicial. Si el indicador del cuadrante no vuelve a ponerse a cero con el motor apagado, no se debe reposicionar el conmutador.
4. Repetir las etapas 1 y 2, pero dejar un tiempo de 10 minutos y luego poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima como esfuerzo de gel a 10 minutos.



Figura 3.13 Viscosímetro ofite de 8 velocidades

3.3 PRUEBAS ESPECIALES DE LUTITAS Y FLUIDO DRILL-IN

3.3.1 DISPERSIÓN DE LUTITAS.

Es un proceso de repulsión mutua entre partículas finas de arcillas y lutitas que hace que se mantengan separadas en suspensión sin que tenga lugar su sedimentación. La dispersión tiene importancia en el transporte de partículas en el suelo ya que al ser estas partículas altamente móviles son susceptible de ser erosionadas o trasladadas dentro del suelo, el objetivo de este ensayo es la observación del efecto de la carga de los cationes sobre la inhibición de las lutitas bajo ciertas condiciones de temperatura y rolado donde podemos observar mediante una variación de peso de la muestra al final de la prueba y de esto va depender si un producto ayuda inhibir las lutitas y arcillas en el fluido de perforación.

3.3.1.1 Materiales

- Balanza analítica.
- Caja Petri.
- Tamiz o malla.
- Horno de rolamiento.
- Horno de secado.

3.3.1.2 Descripción del procedimiento

1. Se debe lavar las muestras a ser analizadas en un tamiz y posterior a esto se debe secar en un horno a 100°C durante 6hrs o hasta que la muestra se encuentre completamente seca.



Figura 3.14 Lavado de muestras de lutitas

2. La muestra de lutita o arcilla seca luego es tamizada a través de diferentes mallas la misma que se debe recolectar las que se quedan en el tamiz número 30(600 μ m) o 40(425 μ m) para tomar como muestra de análisis.



Figura 3.15 Tamiz de 40mesh

3. En una balanza analítica pesamos 3,00 gramos de muestra de lutitas para colocar en las celdas de rolamiento.



Figura 3.16 Balanza analítica y Celda de rolamiento

4. Dejamos en un horno de rolamiento durante 16hrs una temperatura de 150°F para simular las condiciones del fluido que sale del fondo del pozo.



Figura 3.17 Horno de rolamiento

5. Finalizada las 16hrs de rolamiento sacamos las muestras de lutitas y procedemos a lavar para posteriormente secarlas a 100°C hasta que estas se encuentren totalmente secas.



Figura 3.18 Lavado de lutitas luego de la dispersión

6. Procedemos a tamizar a través de la malla número 30(600 μ m) y luego recolectamos todas las lutitas que retiene dicha malla para proceder a pesar en la balanza analítica y determinar el peso final de la muestra.
7. Finalizamos el análisis expresando el valor de dispersión en porcentaje de inhibición de las lutitas, mediante la fórmula siguiente:

Ecuación 6. Valor de dispersión

$$\text{Coeficiente dispersión} = \frac{\text{Peso inicial} - \text{Peso final}}{\text{Peso Inicial}} \times 100 \quad \text{Ec [6].}$$

3.3.2 LUBRICIDAD

3.3.2.1 Descripción

“Cuando hay movimiento relativo entre dos cuerpos en contacto, la fricción de fuerzas que resisten el movimiento siempre entra en juego. La resistencia de rozamiento a la rotación de la sarta de perforación se denomina torsión, y esta debe ser mejorada cuando se perfora un agujero desviado. Diferentes materiales, tales como el grafito, fina mica, y el diesel o petróleo crudo, se han utilizado como aditivos del lodo para mejorar lubricidad” (Ofite, 2014).

Dado que la evaluación de los diversos materiales no puede ser realista realizado en un equipo de perforación, un ensayo de lubricidad fue diseñado para simular la velocidad de la rotación de la tubería de perforación y la presión con que ejerce la tubería contra la pared de la perforación.

Para la prueba de coeficiente de lubricidad estándar, 150 libras-pulgada de la fuerza (el equivalente de 5.000 a 10.000 PSI (34.500 - 69.000 kPa de presión) en el fluido intermedio) se aplican entre dos superficies de acero endurecido, un bloque, y un anillo que gira a 60 rpm.

3.3.2.2 Procedimiento

1. Limpiar el anillo de ensayo de lubricidad y el bloque de prueba de lubricidad con agua destilada y luego con acetona, todas las partes del equipo de prueba deben estar completamente limpias y luego de limpiar no tocar con las manos.
2. Coloque el anillo de ensayo de lubricidad de lleno sobre la parte cónica del eje principal. Con una llave de 15/16 ", asegure la tuerca de retención del anillo de ensayo.
3. Encienda el equipo y deje que la máquina funcione durante aproximadamente 15 minutos.

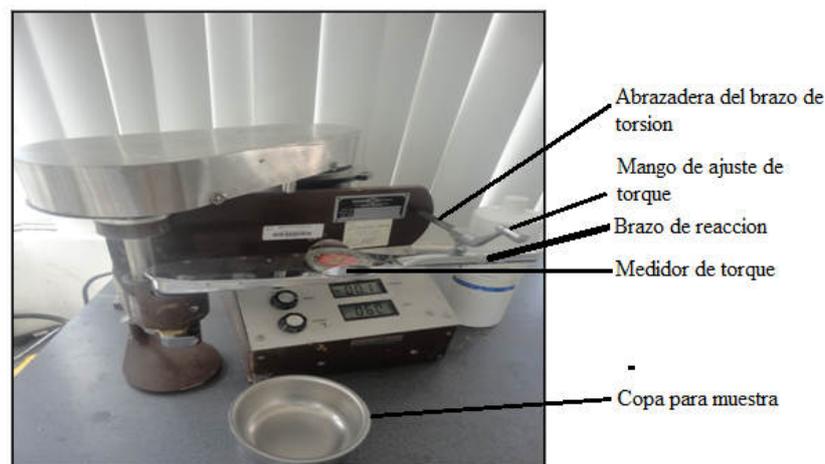


Figura 3.19 Equipo de lubricidad ofite

4. Coloque el bloque de prueba de lubricidad en el soporte del bloque con la parte cóncava mirando hacia fuera y alinearla con el anillo de ensayo.
5. Ajuste la velocidad del motor a 60 RPM.
6. Después de que la unidad ha estado funcionando durante 15 minutos, cero la lectura de torque. Haga funcionar la unidad aproximadamente 5 más minutos ajustar en caso necesario.
7. Llene la copa de acero inoxidable con agua desionizada (260-280 ml) y colocarlo en el soporte para la tasa más baja. Levantar la copa de pie hasta que el anillo de ensayo, bloque de prueba, y el titular del bloque están completamente sumergidos. Apriete el tornillo para asegurar el soporte para tazas.
8. Coloque el brazo de reacción para que se ajuste dentro de la porción cóncava de la abrazadera de brazo de torsión. Gire el ajuste de torque mango hacia la derecha hasta que el medidor de torsión en el brazo lee 150 pulgadas-libras.
9. Deje que la máquina funcione durante 5 minutos y luego grabar la lectura de torque. La lectura de la torsión debe ser 34 ± 2 (entre 32 y 36).



Figura 3.20 Calibración del equipo de lubricidad

10. Cero la lectura de torque. Luego, baje el soporte para tazas y desechar el fluido. Limpie cualquier líquido remanente en la copa, bloque, titular del bloque, y el anillo de ensayo.

11. Mezclar el fluido de ensayo (260-280 ml) durante al menos diez minutos. Vierta la prueba fluido en la taza de acero inoxidable. Coloque la taza en el soporte y levante hasta que el soporte del bloque y el anillo de ensayo se sumerjan por completo en el fluido. Fije el soporte en su lugar con el tornillo de mariposa.

12. Ajuste la velocidad del motor a 60 RPM, a continuación, poner a cero la lectura de torque. Ejecute el máquina durante aproximadamente 5 minutos y ajustar de nuevo si es necesario.

13. Gire la manija de ajuste de par en sentido horario hasta 150 pulgadas-libras de par de torsión se han aplicado al bloque de prueba. Deje que la máquina funcione durante 3 a 5 minutos.

14. Después de 3 a 5 minutos, se registra la lectura de par y liberar el par de torsión en el brazo.

3.3.3 PRUEBA CON FILTRO API (FILTRADO)

En la prueba con el filtro prensa API el fluido se lo prueba forzándolo a través de un filtro de papel, en el cual se ha formado el “mud cake”. Después de la prueba se remueve el filtro y se examina el revoque “mud cake”. El espesor del revoque y el volumen de la filtración del agua a través de él, sirven para medir su efectividad y se reporta en ml de filtrado durante 30min.

El filtro prensa usado debería cumplir con las especificaciones indicadas en la Práctica Recomendada de API y la prueba debería ser realizada de la manera recomendada.

3.3.3.1 Equipo

- Filtro prensa.
- Papel filtro.
- Cronometro 30min de intervalo
- Cilindro gradual 0 a 50ml.

3.3.3.2 Procedimiento

1. Asegúrese que cada una de las partes este limpias y secas, particularmente la malla, y que los sellos o anillos de neopreno no estén deteriorados.
2. Ensamble la celda de la siguiente manera: tapa base, anillo de goma, malla, hoja de papel filtro, anillo de goma y cuerpo de la celda.
3. Llenar la celda con lodo hasta $\frac{1}{4}$ pulgada de la ranura de la junta tórica. Procedemos a colocar la tapa superior. Revisar la tapa superior para asegurar que el anillo se encuentra en su lugar y asiente completamente. Coloque la celda ensamblada dentro del marco y asegure con el tornillo T.
4. Colocar un cilindro graduado apropiado debajo del orificio de descarga de filtrado para recibir el filtrado.
5. Cierre la válvula de alivio y ajuste el regulador hasta una presión de 100psi +/- 5psi(690 +/- 35kilopascal). El periodo de ensayo inicia cuando se aplica la presión inicial.
6. Luego de 30min mida el volumen de filtrado colectado en la probeta. Cierre el flujo de aire que pasa a través del regulador de presión y abra la válvula de alivio cuidadosamente.
7. Reporte el volumen de filtrado colectado en cc y además este filtrado servirá para realizar los análisis químicos.
8. Verifique que toda la presión se haya liberado de la celda, remueva del marco. Remueva la celda, descargando el lodo remanente usando un extremo cuidando para salvar el filtro con el mud cake formado y luego suavemente con agua.
9. Mida y reporte el espesor del revoque lo más cercano a $\frac{1}{32}$ plg (0.8mm). Un revoque de espesor menor a $\frac{2}{32}$ plg se considera aceptable.
Se debería anotar ciertas observaciones como dureza, suavidad, firmeza lisura, gomosidad, flexibilidad y esponjosidad son todas descripciones apropiadas.



Figura 3.21 Filtro prensa API.

3.3.4 Prueba de taponamiento de permeabilidad (PPT)

El objetivo de esta tesis es determinar el **Spurt Loss** (pérdida de filtrado instantáneo) mediante la utilización del equipo P.P.T Permeability Plugging Tester (Prueba de taponamiento de permeabilidad). Este equipo es una modificación del filtro prensa HPHT (alta presión alta temperatura) estándar de 500ml, lo cual puede usarse en campo o laboratorio, es importante para realizar pruebas de filtración en materiales sellantes midiendo la capacidad de taponamiento de poros de un fluido, especialmente con fluidos drill-in en base al carbonato de calcio y otros polímeros controladores de pérdida de filtrado, sin interferencia de la sedimentación de partículas sellantes sobre el medio filtrante, durante el proceso de calentamiento.

El material sellante que se utiliza es el carbonato de calcio, además utilizamos la polialfaolefina en diferentes concentraciones ya que esta produce una emulsión ayudando a controlar la pérdida de filtrado instantánea (**spurt loss**) y durante la formación del mud cake.

Las presiones típicas para estos ensayos son mucho más altas que aquellas que se utiliza en el ensayo estándar del HPHT y la celda de presión es operada en forma invertida. Las presiones y temperaturas de esta prueba se asemejan a las presiones y temperaturas de yacimiento.

“La celda es presurizada con aceite hidráulico y un pistón flotante separa del fluido de ensayo dentro de la celda” (Ofite, 2014). El equipo PPT es muy útil en la predicción de cómo el fluido de perforación puede formar un revoque de baja permeabilidad para sellar las zonas productoras ayudando disminuir la pérdida de filtrado y la invasión del mismo para minimizar el daño a la formación de interés.

3.3.4.1 Equipo

- Probeta graduada de 50ml x 1ml, de vidrio.
- Ensamble presurizado con CO₂, completo para el recibidor.
- Llave de 6”
- Camisa de calentamiento y soporte, HPHT, 115Volt, 800Watt.
- Recibidor de contrapresión, 100ml.
- Chavetas de retención.
- Bomba hidráulica manual, con manómetro de 15000psi.
- Aceite hidráulico, para bomba hidráulica.
- Disco filtrante de cerámica, 2 Darcys/ 10 micrones.
- Tapa de celda, roscada, 500ml, 4000psi, con doble tapa.
- Tapa de celda, roscada (entrada).
- Pistón para celda.
- Extractor T para pistón.
- O-rings.
- Válvula, 1/8” para salida de celda.
- Válvula de vástago PPT-Prueba de taponamiento de permeabilidad para entrada hidráulica de celda.
- Válvula de vástago PPT- Prueba de Taponamiento de Permeabilidad para salida de filtro de la celda.

- Válvula de alivio de seguridad, 4000psi en la bomba.

3.3.4.2 Procedimiento de ensamblaje

1. Conecte la camisa de calentamiento a una fuente de AC de 110 0 220Volts, según lo que se especifique en la placa que indica el instrumento. Gire la perilla del termostato aproximadamente $\frac{1}{2}$ escala para comenzar el calentamiento, y coloque el termómetro metálico dial en el orificio para el termómetro.

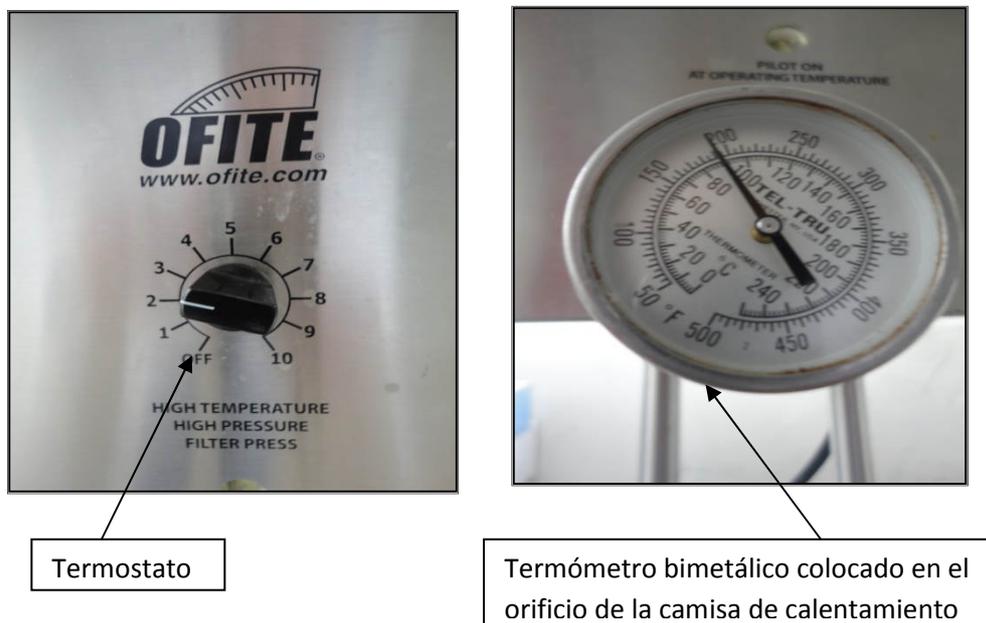


Figura 3.22 Termostato de la camisa de calentamiento y termómetro metálico

2. Se encenderá la luz piloto cuando la camisa de calentamiento este a la temperatura a la cual el termostato ha sido graduado.
3. Inspeccione la bomba hidráulica y asegúrese que este llena de aceite hidráulico.
4. Previo al uso el disco de cerámica o el núcleo de formación deberá embeberse al menos por 10min en la base del fluido en que se va realizar la prueba. Los discos nunca deberían rehusarse, excepto para

estudios de retorno de permeabilidad. El disco de filtro cerámica que se utilizo en los diferentes ensayos tiene 5 darcys de permeabilidad y 20 micros de diámetro de garganta poral, 2-1/2" de diámetro y 1/4" de espesor, y como prueba final de análisis se utilizo un disco de aloxita de 750 milidarcys de permeabilidad y 5 micrones de garganta poral.

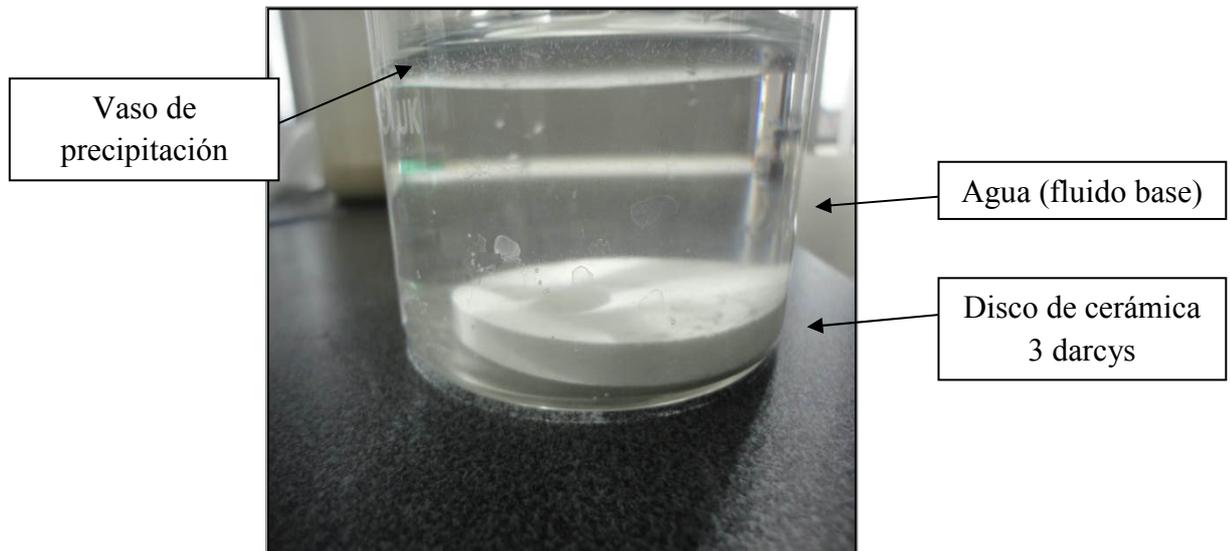


Figura 3.23 Saturación del disco de cerámica con agua dulce (fluido base)

5. Abrimos la celda y revisamos todos los o-rings. Reemplazamos aquel que parezca deformado o dañado. Nuevos O-rings son requeridos después de cada prueba sobre los 300°F (149°C).
6. Aplicamos un leve recubrimiento de grasa de silicona alrededor de los O-rings usados en el pistón, válvula de vástago y tapas de la celda. También aplica una capa delgada de Never Seez a las roscas de las tapas de la celda.
7. Posicionamos la celda hacia arriba, con la entrada o ranura poco profunda mirando hacia arriba. Chequeamos la ranura del o-ring para asegurarnos de que este limpia, cuidadosamente insertamos un o-ring dentro de la ranura de la celda y en las tapas de la celda.

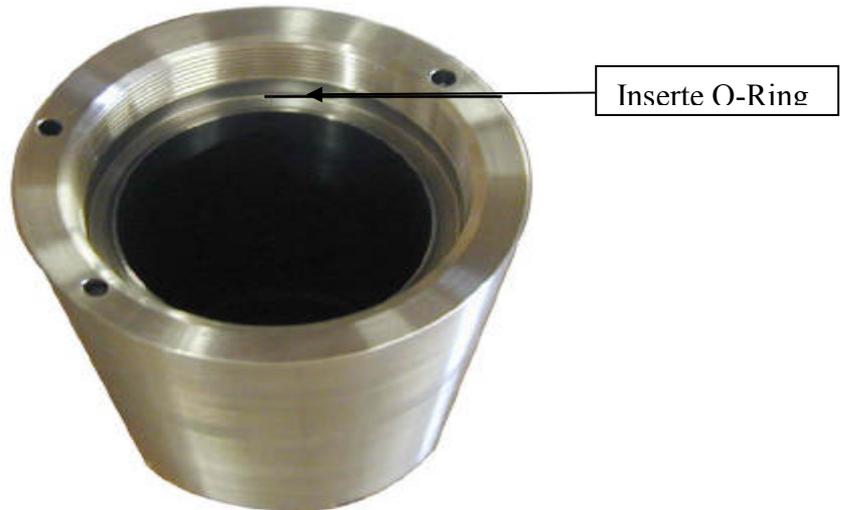


Figura 3.24 Celda en posición “IN” de la parte inferior

8. Tomamos la tapa de la celda de entrada marcada como IN en la parte exterior, y usamos la barra de fijación, cuidadosamente enroscamos la tapa de la celda en el cuerpo de la misma.
9. Invertimos la celda y la colocamos dentro de la camisa de calentamiento con la tapa de entrada mirando hacia abajo y luego comenzamos precalentar.
10. Enroscamos el extractor T en el pistón y lo colocamos dentro de la celda moviendo este hacia arriba y hacia abajo para asegurar un libre movimiento. Posicionamos el pistón con el extractor T de tal forma que este en contacto con la tapa de entrada de la celda.

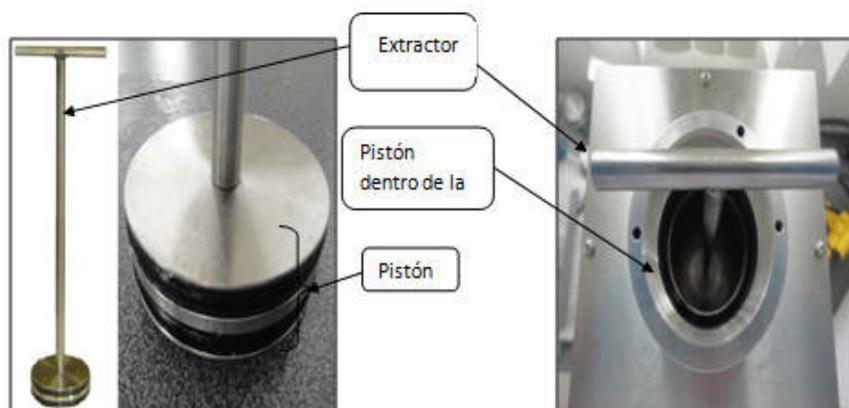


Figura 3.25 Extractor T con el pistón dentro de la celda

11. Instalamos y ajustamos la válvula del vástago de entrada/accesorio conector rápido hidráulico. Giramos la válvula del vástago de entrada $\frac{1}{2}$ a 1 vuelta completa, en dirección a las agujas del reloj.
12. Conectamos la manguera de presurización de la bomba hidráulica con el $\frac{3}{4}$ "(2,0 cm) de la válvula de bola y conexión rápida para el conjunto de vástago de válvula de entrada.
Asegúrese de que los accesorios de conexión rápida están completamente unidos. Tire con fuerza sobre el anillo en el accesorio femal.



Figura 3.26 Conexión de la válvula y manguera hidráulica a la tapa de entrada de la celda

13. Abra la válvula de bola de entrada. Gire el botón de liberación de presión en la bomba hidráulica en sentido horario para cerrar la válvula de liberación de presión. Accione la bomba hidráulica para agregar aproximadamente $1 \frac{1}{2}$ "(3,81 cm) de volumen de líquido hidráulico en la entrada de la celda.

La mejor manera para determinar el volumen de fluido hidráulico en la célula es observar el mango en T. Cuando se ha aumentado de $1 \frac{1}{2}$

"(3,81 cm), dejar de añadir fluido. Coloque una pequeña regla en la ranura de la junta tórica para medir la distancia.

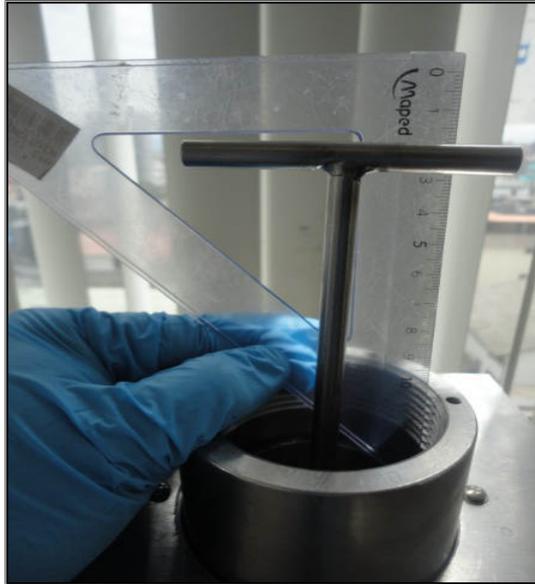


Figura 3.27 Colocamos una regla para observar desplazamiento

14. Cerrar la válvula de bola de entrada girándolo 90 ° respecto a la dirección del flujo.
15. Retire el extractor T del pistón y la celda.
16. Preparamos el fluido a ser evaluado.
17. Agregamos aproximadamente entre 300 y 320ml de fluido en la celda teniendo cuidado de no volcar fluido sobre las ranuras del O-Ring.



Figura 3.28 Adición del fluido dril-in + polialfaolefina

Colocamos el disco de cerámica o el núcleo de formación a la que se va realizar el ensayo.



Figura 3.29 Colocación del disco de cerámica o núcleo de formación

18. Instalamos la tapa en la superficie en el extremo de salida. Nos aseguramos que la tapa sea roscada completamente dentro de la celda.

Usamos una llave inglesa y una llave de cinta para ajustar la tapa de la celda y evitar la rotación del cuerpo de la celda.

19. Instalamos y ajustamos el ensamble de la válvula del vástago de salida en la tapa de la celda de salida en la parte superior de la celda.
20. Giramos el brazo de la válvula de bola a una posición de 90 ° o cercano a 90 °. Colocamos el recibidor de contrapresión sobre la parte superior del ensamble de la válvula, teniendo precaución de no rotar el ensamble de la válvula. Ajustamos el recibidor, instalando con la chaveta de retención, asegurándose que la misma calce perfectamente. La válvula de drenaje de salida en el recibidor, debe estar cerrada.
21. Instalamos el ensamble de presurización con CO₂ sobre la válvula de vástago conectada a la parte superior del recibidor de contrapresión y nos aseguramos que haya calzado completamente en la chaveta de retención. Giramos el tornillo T en el regulador de aire, en dirección contraria a las agujas del reloj, hasta que sean apropiadas adecuadamente 6 marcas de la rosca. Punzamos el CO₂ y aplicamos la cantidad de contrapresión de 100psi al recibidor.

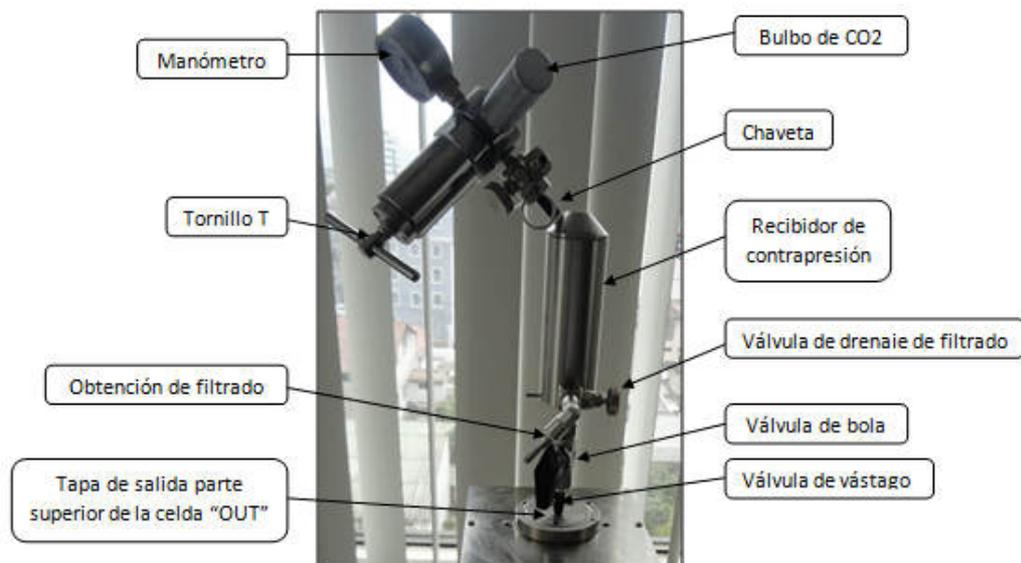


Figura 3.30 Instalación de la válvula de vástago, recibidor de contrapresión y ensamble de presurización

22. Mientras la celda está calentando a la temperatura deseada, abrimos la válvula de bola de entrada en el manifold hidráulico, y aplicamos la cantidad de presión para iniciar el ensayo. Cuando se está calentando la celda cerrada en la camisa, la presión en la celda se eleva rápidamente, debido a la expansión térmica de la muestra y del fluido hidráulico. Usamos la válvula de descarga de la bomba hidráulica para regular y mantener la presión. El tiempo de calentamiento de la muestra no debería exceder más de una hora.

Cuando se trabaja con recipientes a presión con calefacción, use siempre protección gafas de seguridad.

3.3.4.3 Procedimiento de Prueba

1. Una vez que alcanza la temperatura requerida de la celda, cerramos la válvula de alivio de la bomba hidráulica, y abrimos la válvula de bola lentamente en el extremo de salida de la celda. Operamos la bomba para aumentar la presión a 1500psi en la celda para iniciar la filtración. Usando la bomba, mantenga la presión diferencial deseada dentro de la celda que es de 1400psi.

La presión diferencial es la presión de la celda menos el valor de la contrapresión, (1400psi-100psi) = 1300psi.

No exceder 4000 PSI como la presión principal o de entrada.

2. Fijamos en el cronometro el tiempo deseado para el ensayo. El filtrado debería recolectarse a intervalos de 7,5 hasta 30 minutos. Recolecte y registre la cantidad total del filtrado y/o lodo durante el periodo de 30 minutos, manteniendo la presión diferencial seleccionada y la temperatura de ensayo dentro de $\pm 5^{\circ}\text{F}$ ($\pm 3^{\circ}\text{C}$). La pérdida de filtrado inicial se calcula como el **Spurt Loss** (pérdida instantánea) más dos veces el fluido recuperado durante los 30 minutos de ensayo. El Spurt Loss es la cantidad de lodo o filtrado recuperada del recipiente de contrapresión, después de 30

segundos de haberse aplicado la presión diferencial, hasta que el flujo inmediato de fluido haya cesado y el receptor expela solamente gas.

Durante la recolección del filtrado, la presión en la celda tenderá a disminuir, esto hará necesario la aplicación de presión constante dentro de la celda. Si durante el ensayo la contrapresión se eleva, cuidadosamente reducimos la presión abriendo la válvula de drenaje del receptor y descargando algo de filtrado dentro de la probeta graduada.

3. Después de 30 minutos registramos la cantidad total de líquido recuperado. Cerramos la válvula de drenaje y abrimos la válvula de desahogo en la bomba. Mientras que se sigue aplicando la contrapresión, la apertura de la válvula de desahogo en la bomba empujara el pistón flotante hacia el fondo de la celda y permitirá la recuperación del aceite hidráulico dentro de la bomba. Desconectamos la camisa de calentamiento.

4. después de recuperar el aceite hidráulico dentro de la bomba, cerramos la válvula de desahogo. Desacoplamos la conexión rápida hidráulica de la celda. Cerramos la válvula de la fuente de contrapresión del receptor, después de purgar totalmente la presión de depósito, retiramos la chaveta de retención y quitamos el dispositivo de contrapresión del depósito.

5. Dejamos que la celda se enfríe dentro de la camisa de calentamiento o retiramos la celda de la camisa calefactora con cuidado, dejando que se enfríe a la temperatura ambiente o colocando en el lavabo para enfriarla con agua. Una vez que la celda este totalmente fría, abrimos lentamente la válvula de seguridad para eliminar cualquier presión aprisionada dentro de la celda. Repetimos este proceso para asegurar que la presión se ha eliminado por completo. Retiramos la tapa del extremo superior de la celda e invertimos la celda encima del lavabo. Retiramos la tapa del extremo hidráulico (tapa del extremo inferior de la celda) para exponer el pistón

flotante. Enroscamos la llave T en el pistón y empujamos hacia fuera o abajo para expulsar el disco por el otro extremo de la celda.

6. Recuperamos el disco y el revoque, lavamos el disco con agua dulce muy suavemente si se está probando con un lodo base agua, luego debemos medir el espesor del revoque en 1/32 de pulgada. El filtrado total se calcula de la siguiente manera.

Ecuación 7. Filtrado

$$\text{Valor P.P.T (Filtrado total ml)} = 2 \times (\text{*ml de filtrado recuperado en 30 minutos}). \text{ Ec. [7]}$$

*Esto incluye la cantidad de Spurt Loss (filtrado antes de que se forme el revoque).

Ecuación 8. Spurt Loss

$$\text{Spurt Loss, ml} = 2 \times [\text{EV7,5} - (\text{EV30} - \text{EV7,5})] \quad \text{Ec. [8]}$$

EV7,5 es el filtrado colectado a los 7,30 minutos.

EV30 es el filtrado colectado a los 30 minutos.

La presencia de lodo en el **Spurt Loss** (filtrado antes de que se forme el revoque) es un indicativo de que no existió un sello inmediato del lodo cuando este pasa a través del filtro. El objetivo principal es minimizar la cantidad de lodo en el **Spurt Loss** (filtrado antes de que se forme el revoque) y en el volumen obtenido en los 30 minutos.

Los valores recomendados de los parámetros de filtración son los siguientes (Jones, 1995):

- Spurt Loss: < 6 ml.
- 30-min filtrado: < 15 ml.

- Valor PPT: < 20ml.
- Espesor del revoque: < 1,0 mm

Con el equipo P.P.T (Prueba de Taponamiento de Permeabilidad) en el laboratorio de la empresa QMAX ECUADOR S.A se realizó diferentes ensayos al lodo drill-in con carbonato de calcio más la polialfaolefina a diferentes concentraciones de acuerdo a las recomendaciones específicas realizadas por el proveedor. Luego de conseguir el mejor resultado utilizando la polialfaolefina en el fluido drill-in, utilizando como medio filtrante el disco de cerámica, se determino que a un porcentaje de concentración actúa como controlador de filtrado ayudando a minimizar la invasión de filtrado instantánea hacia la formación y por ende se disminuye el daño a la zona productora.

4. ANÁLISIS Y RESULTADOS

4.1 PRUEBA DE DISPERSIÓN DE LUTITAS

Mediante esta prueba se evalúa la cantidad de lutitas que se erosionan o dispersan cuando estas se encuentran en contacto con el fluido de perforación simulando las condiciones de temperatura del pozo, además este ensayo siempre se hace relación con un fluido base agua sin inhibidores que vendría a ser el blanco, que nos sirve de referencia para el análisis.

4.1.1 PREPARACIÓN DE LOS FLUIDOS

Se prepara diferentes fluidos a ser evaluados, en primer lugar se va preparar con los productos que utiliza la empresa Qmax Ecuador S.A a las concentraciones que actualmente utiliza dichos productos en el fluido drill-in y luego se probara el nuevo producto C-MUL (polialfaolefina) que actúa como inhibidor y estabilizador de lutitas a las concentraciones recomendadas por el proveedor, además es importante controlar ciertos parámetros como pH y reología del fluido con el producto a ser evaluado.

Al preparar el fluido drill-in se debe agregar primero los productos líquidos en este caso el maxdril, glymax, y el kelzan XCD una vez homogénea la muestra del fluido debemos regular el pH ya que ciertos productos mejoran su efectividad y evitar que ciertos polímeros se degraden, para continuar con la preparación del C-MUL (polialfaolefina) primero disolvemos el kelzan XCD y agregamos el C-MUL (polialfaolefina) una vez homogénea la muestra regulamos el pH.

4.1.2 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE DISPERSIÓN

- Análisis comparativo del fluido base con los productos inhibidores utilizados en el lodo de perforación de la empresa QMAX ECUADOR S.A vs el agua sin inhibidores.

Tabla 4.1 Componentes del fluido drill-in para prueba de dispersión

FLUIDO 1 (QMAX)			
Componentes	Concentración	pH inicial	pH final
Kelzan XCD	1 lbs./bbl		
Glymax	1,5 %		
Maxdril	0,15 gal/bbl		
Soda Caustica	Requerido a 9	8,59	9,06

Tabla 4.2 Resultados de dispersión del fluido Qmax vs Blanco (Agua)

FLUIDO 1 (Glymax 1,5%+ Maxdril 0,25gal/bbl)						
Fluido	Formación	Profundidad (ft)	Peso Inicial (gramos)	Peso Final (gramos)	Coefficiente de Dispersión	Promedio % Dispersión
Blanco	Napó T-Superior	12060	3.0011	2.4711	17.6602	13.20
			3.0056	2.4612	18.1129	
	Basal Napó	12350	3.0019	2.5629	14.6241	
			3.0031	2.4921	17.0158	
FLUIDO 1 (QMAX)	Napó T-Superior	12060	3.005	2.9609	1.4676	4.92
			3.0049	2.9556	1.6407	
	Basal Napó	12350	3.0043	2.7474	8.5511	
			3.007	2.7658	8.0213	

- Análisis comparativo del C-MUL (polialfaolefina) a una concentración del 4% + kelzan XCD para dar viscosidad al fluido vs el agua sin inhibidores, utilizado como blanco.

Tabla 4.3 Componentes del fluido inhibidor con C-MUL al 4%

FLUIDO 2 (C-MUL AL 4%)			
Componentes	Concentración	pH inicial	pH final
Kelzan XCD	1 lbs./bbl	7,2	9,1
C-Mul	4%		
Soda Caustica	Lo requerido		

Tabla 4.4 Resultados de dispersión del C-MUL al 4% VS Blanco (Agua)

FLUIDO 2 (C-MUL AL 4%)						
Fluido	Formación	Profundidad (ft)	Peso Inicial (gramos)	Peso Final (gramos)	Coficiente de Dispersión	Promedio % Dispersión
Blanco	Napo T-Superior	12060	3.0011	2.4711	17.6602	13.20
			3.0056	2.4612	18.1129	
	Basal Napo	12350	3.0019	2.5629	14.6241	
			3.0031	2.4921	17.0158	
FLUIDO 2 (C-MUL 4%)	Napo T-Superior	12060	3.0026	2.7682	7.8066	6.24
			3.0056	2.8034	6.7274	
	Basal Napo	12350	3.003	2.8154	6.2471	
			3.006	2.8800	4.1916	

- Análisis comparativo del C-MUL (polialfaolefina) a una concentración del 5% + kelzan XCD para dar viscosidad al fluido vs el agua sin inhibidores, utilizado como blanco.

Tabla 4.5 Componentes del fluido inhibidor con C-MUL al 5%

FLUIDO 3 (C-MUL AL 5%)			
Componentes	Concentración	pH inicial	pH final
Kelzan XCD	1 lbs./bbl	7,2	9,1
C-Mul	5%		
Soda Caustica	Lo requerido		

Tabla 4.6 Resultados de dispersión del C-MUL al 5% VS Blanco (Agua)

FLUIDO 3 (C-MUL AL 5%)						
Fluido	Formación	Profundidad (ft)	Peso Inicial (gramos)	Peso Final (gramos)	Coficiente de Dispersión	Promedio % Dispersión
Blanco	Napo T-Superior	12060	3.0011	2.4711	17.6602	13.20
			3.0056	2.4612	18.1129	
	Basal Napo	12350	3.0019	2.5629	14.6241	
			3.0031	2.4921	17.0158	
FLUIDO 3 (C-MUL 5%)	Napo T-Superior	12060	3.0014	2.7197	9.3856	6.16
			3.0055	2.9342	2.3723	
	Basal Napo	12350	3.0078	2.879	4.2822	
			3.0068	2.7485	8.5905	

- Análisis comparativo del C-MUL (polialfaolefina) a una concentración del 6% + kelzan XCD para dar viscosidad al fluido vs el agua sin inhibidores, utilizado como blanco.

Tabla 4.7 Componentes del fluido inhibidor con C-MUL al 6%

FLUIDO 4 (C-MUL AL 6%)			
Componentes	Concentración	pH inicial	pH final
Kelzan XCD	1 lbs/bbl	7,1	9
C-Mul	6%		
Soda Caustica	Lo requerido		

Tabla 4.8 Resultados de dispersión del C-MUL al 6% VS Blanco (Agua)

FLUIDO 4 (C-MUL AL 6%)						
Fluido	Formación	Profundidad (ft)	Peso Inicial (gramos)	Peso Final (gramos)	Coefficiente de Dispersión	Promedio % Dispersión
Blanco	Napo T-Superior	12060	3.0011	2.4711	17.6602	13.20
			3.0056	2.4612	18.1129	
	Basal Napo	12350	3.0019	2.5629	14.6241	
			3.0031	2.4921	17.0158	
FLUIDO 4 (C-MUL 6%)	Napo T-Superior	12060	3.0035	2.8802	4.1052	5.24
			3.0058	2.8943	3.7095	
	Basal Napo	12350	3.0054	2.8082	6.5615	
			3.0022	2.8046	6.5818	

- Análisis comparativo del C-MUL (polialfaolefina) a una concentración del 7% + kelzan XCD para dar viscosidad al fluido vs el agua sin inhibidores, utilizado como blanco.

Tabla 4.9 Componentes del fluido inhibidor con C-MUL al 7%

FLUIDO 5 (C-MUL AL 7%)			
Componentes	Concentración	pH inicial	pH final
Kelzan XCD	1 lbs/bbl	7,2	9,1
C-Mul	7%		
Soda Caustica	Lo requerido		

Tabla 4.10 Resultados de dispersión del C-MUL al 7% VS Blanco (Agua)

FLUIDO 5 (C-MUL AL 7%)						
Fluido	Formación	Profundidad (ft)	Peso Inicial (gramos)	Peso Final (gramos)	Coficiente de Dispersión	Promedio % Dispersión
Blanco	Napó T-Superior	12060	3.0011	2.4711	17.6602	13.20
			3.0056	2.4612	18.1129	
	Basal Napó	12350	3.0019	2.5629	14.6241	
			3.0031	2.4921	17.0158	
FLUIDO 5 (C-MUL 7%)	Napó T-Superior	12060	3.0049	2.9515	1.7771	2.55
			3.0042	2.9663	1.2616	
	Basal Napó	12350	3.0058	2.9011	3.4833	
			3.0035	2.8932	3.6724	

- Análisis comparativo del Glymax a una concentración de 1,5% + kelzan XCD vs el agua sin inhibidores, utilizado como blanco.

Tabla 4.11 Componentes del fluido inhibidor con Glymax al 1,5%

FLUIDO 6 (GLYMAX AL 1,5%)			
Componentes	Concentración	pH inicial	pH final
Kelzan XCD	1 lbs/bbl	7,1	9
Glymax	1,5%		
Soda Caustica	Lo requerido		

Tabla 4.12 Resultados de dispersión utilizando glymax al 1,5% VS Blanco (Agua)

FLUIDO 6 (GLYMAX AL 1,5%)						
Fluido	Formación	Profundidad (ft)	Peso Inicial (gramos)	Peso Final (gramos)	Coefficiente de Dispersión	Promedio % Dispersión
Blanco	Napo T-Superior	12060	3.0011	2.4711	17.6602	13.20
			3.0056	2.4612	18.1129	
	Basal Napo	12350	3.0019	2.5629	14.6241	
			3.0031	2.4921	17.0158	
FLUIDO 6 (GLYMAX 1,5%)	Napo T-Superior	12060	3.004	2.8184	6.1784	5.20
			3.0015	2.8182	6.1069	
	Basal Napo	12350	3.0033	2.8909	3.7425	
			3.0039	2.8604	4.7771	

- Análisis comparativo del Maxdril a una concentración de 0,15gal/bbl (1,25ml/lit) + kelzan XCD vs el agua sin inhibidores, utilizado como blanco.

Tabla 4.13 Componentes del fluido inhibidor con Maxdril al 0,15gal/bbl.

FLUIDO 7 (MAXDRIL 0,25GAL/BBL)			
Componentes	Concentración	pH inicial	pH final
Kelzan XCD	1 lbs/bbl	7,6	9,1
Maxdril	0,15gal/bbl		
Soda Caustica	Lo requerido		

Tabla 4.14 Resultados de dispersión utilizando maxdril a 0,15gal/bbl VS Blanco (Agua).

FLUIDO 7 (MAXDRIL AL 0,15GAL/BBL)						
Fluido	Formación	Profundidad (ft)	Peso Inicial (gramos)	Peso Final (gramos)	Coefficiente de Dispersión	Promedio % Dispersión
Blanco	Napó T-Superior	12060	3.0011	2.4711	17.6602	13.20
			3.0056	2.4612	18.1129	
	Basal Napó	12350	3.0019	2.5629	14.6241	
			3.0031	2.4921	17.0158	
FLUIDO 7 (MAXDRIL 0,15GAL/BB L)	Napó T-Superior	12060	3.0045	2.839	5.5084	4.51
			3.0074	2.8622	4.8281	
	Basal Napó	12350	3.0034	2.9039	3.3129	
			3.0058	2.8733	4.4081	

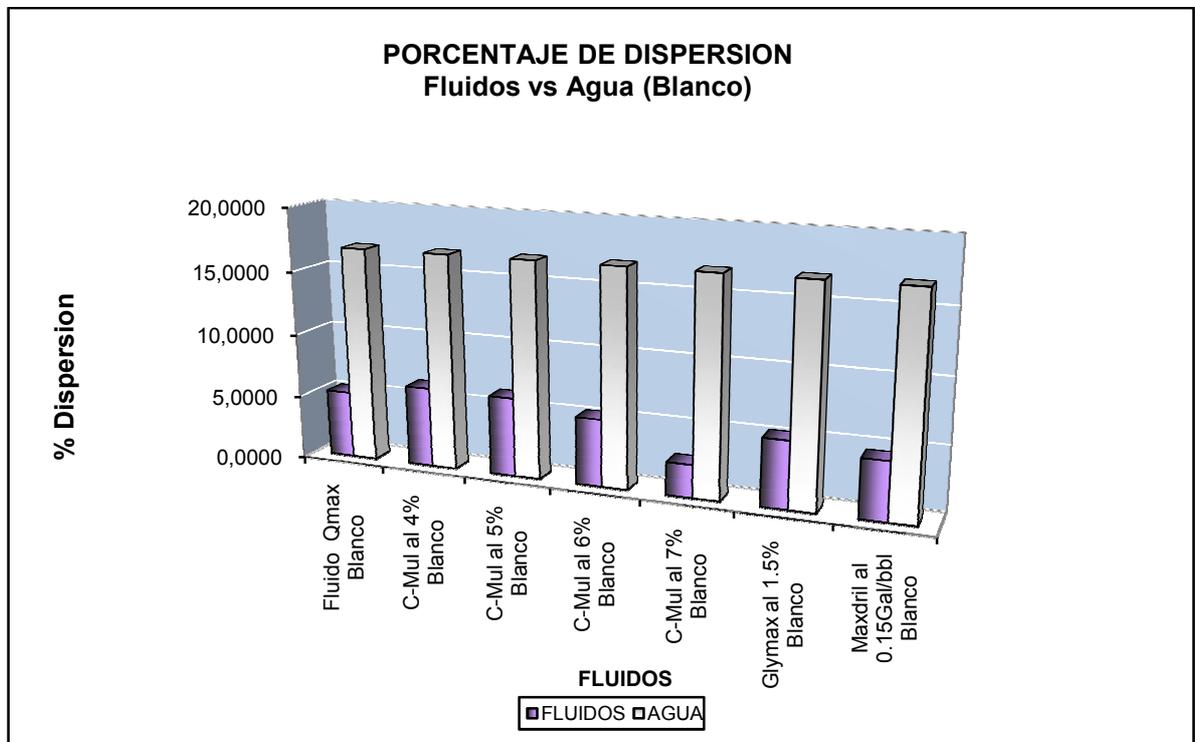


Figura 4.1 Resumen del porcentaje de dispersión de los productos evaluados vs agua (Blanco).

4.1.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA PRUEBA DE DISPERSIÓN

Luego de permanecer en rodamiento las lutitas con el fluido durante las 16 horas se debe sacar y dejamos que se enfríe la celda de rodamiento a temperatura ambiente, posterior a esto lo lavamos y secamos a una

temperatura de 100°C hasta que se encuentre las muestras completamente secas, para poder pesar en la balanza analítica y apreciar la cantidad de muestra erosionada o dispersada.

En el fluido #1 con los productos que la empresa Qmax Ecuador S.A utiliza como inhibidores de lutitas y arcillas podemos apreciar un porcentaje de dispersión de 4,92 % en promedio es decir que el glymax y el maxdril ayudan a inhibir evitando que las partículas de lutitas y arcillas se dispersen o al estar con contacto con el fluido estas se hidraten y durante el movimiento las partículas de lutitas se rompan volviéndose más finas y al momento de pasar por el equipo de control de sólidos pasen a través de los tamices contaminando el fluido de perforación.

Al realizar el análisis con el fluido #2(C-Mul al 4%) tenemos un porcentaje de dispersión del 6,24% en promedio con respecto al agua (blanco) que es del 13,20% en promedio, este porcentaje nos sirve como base para poder comparar con las demás concentraciones que utilizamos para este análisis, con el fluido #3(C-Mul al 5%), tenemos un porcentaje de dispersión de 6,16% en promedio, aquí podemos apreciar que el C-Mul (polialfaolefina) va mejorando su inhibición con las lutitas ya que su porcentaje de dispersión disminuye en relación al anterior porcentaje que se utilizo, con el fluido #4(C-Mul al 6%), podemos observar un porcentaje de dispersión de 5,24% en promedio y con el fluido #5(C-Mul al 7%) tenemos un porcentaje de dispersión de 2,55% en promedio esto nos quiere decir que ayuda a inhibir las lutitas de mejor manera que los dos productos (glymax y maxdril) son utilizados por empresa con una diferencia del 2,37% menos que el fluido #1, además evitara el lavado de las paredes del pozo y la erosión continua durante la circulación del fluido de perforación, con una buena inhibición los cortes perforados de lutitas mantendrán su forma cuando estas se encuentren en contacto en el fluido y salgan hacia superficie para ser separados en el equipos de control de sólidos y su posterior tratamiento.

También se analizó de manera individual los productos que Qmax Ecuador S.A utiliza como inhibidores obteniendo con el glymax un porcentaje de dispersión de 5,20% en promedio y el maxdril con un porcentaje de dispersión de 4,51% en promedio.

De todos los análisis realizados con los productos inhibidores y comparados con el agua (utilizado como blanco) el mejor porcentaje de dispersión tenemos con el C-Mul (polialfaolefina) a una concentración del 7% la misma que nos ayudará de referencia para los demás análisis.

4.2 PRUEBAS DE FILTRADO API Y LUBRICIDAD

Mediante el análisis de filtrado API determinaremos la cantidad de filtrado que se obtiene durante 30 minutos de prueba, cuando se utiliza ciertos productos que ayudan a controlar la pérdida de filtrado y el material de puenteo como el carbonato de calcio, además en el mismo sistema de fluido drill-in utilizamos un producto que ayuda a reducir el torque de la sarta de perforación a una determinada concentración, mediante el uso del lubricímetro determinaremos cuanto disminuye el torque al utilizar productos que ayuden a mejorar la lubricidad.

4.2.1 PREPARACIÓN DEL FLUIDO DRILL-IN QMAX

- 1.) Se recogió 500ml de agua normal en una probeta.
- 2.) Se coloca el agua en vaso de precipitación y se añade los productos líquidos (Maxdril, Glymax y QLube) la cantidad de cada uno de estos aditivos químicos se utilizaron de acuerdo a las concentraciones del fluido drill-in que se establece en el programa de fluidos, se colocó dentro del vaso un electrodo magnético para agitar los aditivos químicos.
- 3.) Una vez que tenemos toda la mezcla de los aditivos líquidos tomamos 300ml de aquella solución y lo colocamos en un vaso metálico de los agitadores Hamilton beach para empezar agregar los productos sólidos (kelzan XCD, Stardrill y Carbonato de Calcio).

- 4.) Primero se agrega el kelzan XCD dejamos agitando por uno 10min aproximadamente.
- 5.) Luego se agrega el stardril y dejamos agitar unos 20min hasta que toda la solución se encuentre homogénea y evitar la aglutinación de este producto.
- 6.) Cuando ya se agregaron todos los polímeros y la solución se encuentra homogénea agregamos el carbonato de calcio para incrementar el peso del lodo hasta 9ppg.
- 7.) Sacamos el lodo drill-in preparado y tomamos la lectura del pH inicial para luego incrementar al pH requerido.
- 8.) Pesamos el lodo para verificar si se alcanzo a la densidad del lodo que se requería obtener.

4.2.2 PREPARACIÓN DEL FLUIDO DRILL-IN + C-MUL

- 1.) Se recogió 500ml de agua normal en una probeta.
- 2.) Se agrega 300ml de agua en vaso metálico del hamilton beach y procedemos agitar.
- 3.) Agregamos kelzan XCD y dejamos agitar durante 10min hasta que la mezcla se encuentre homogénea
- 4.) Una vez que se encuentre homogénea el producto viscosificante agregamos el C-MUL producto liquido.
- 5.) Se agrega el stardril, dejamos agitar al menos 20min y agregamos los 200ml de agua restante.
- 6.) Cuando todo los polímeros se encuentren disueltos agregamos el carbonato de calcio para incrementar el peso del lodo, dejamos agitar 10min
- 7.) Debe continuar agitándose la mezcla de los productos y finalmente agregamos el Q Lube, dejamos agitar 10min.
- 8.) Regulamos el pH del lodo y procedemos a pesar el lodo.

4.2.3 RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS DE FILTRADO API Y LUBRICIDAD

- Se realiza diferentes análisis al fluido drill-in que la empresa utiliza con fin de comparar ciertos parámetros como el filtrado API y lubricidad ya que son importantes cuando se perfora pozos horizontales y direccionales, además simulando condiciones de temperatura y rodamiento del fluido de perforación.

Tabla 4.15 Componentes del fluido drill-in

Componentes	Fluido A
<i>Kelzan XCD</i>	1 lbs/bbl
<i>Stardril</i>	4 lbs/bbl
<i>Maxdrill</i>	0.15 gal /bbl
<i>Glymax</i>	1.50%
<i>Q Lube</i>	1.30%
<i>CAMIX (CaCO₃)</i>	9 lbs/bbl
Soda Caustica	Lo requerido a pH, 9

Tabla 4.16 Resultados de reología, filtrado API y Lubricidad del fluido drill-in

Reologia:	Fluido A Antes de rolar	Fluido A Despues de rolar
a 600 rpm (cP)	46	45
a 300 rpm (cP)	32	32
a 200 rpm (cP)	26	25
a 100 rpm (cP)	16	16
a 6 rpm (cP)	3	3
a 3 rpm (cP)	3	3
Gels (cP)	10 segundos	4
	10 minutos	5
	30 minutos	6
PV (cP)	14	13
YP (cP)	18	19
Peso (lbs/gal)	9	9
pH.	7,3	9
Filtrado API (ml en 30min)	6,5	7,5
Lubricidad (torque, lbr.ft)	11,7	11,8

- En la tabla 17 tenemos los componentes del fluido drill-in + el producto a ser evaluado a diferentes concentraciones y en la tabla 18 y 19 podemos observar el resultado de los análisis realizados al C-Mul, mediante la prueba de filtrado API podemos determinar si este producto ayuda a controlar la pérdida de filtrado, además si este producto ayuda a mejorar la lubricidad.

Tabla 4.17 Componentes del fluido drill-in + C-Mul (Polialfaolefina)

Componentes	Fluido B	Fluido C	Fluido D	Fluido E	Fluido F
<i>Kelzan XCD</i>	1 lbs/bbl				
<i>C-Mul</i>	7%	4%	5%	6%	7%
<i>Stardril</i>	-	2 lbs/bbl	2 lbs/bbl	2 lbs/bbl	2 lbs/bbl
<i>CAMIX (CaCO3)</i>	9 lbs/bbl				
<i>Q Lube</i>	-	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%
Soda Caustica	Lo requerido a pH, 9				

Tabla 4.18 Resultados de reología, filtrado API y Lubricidad del fluido drill-in + C-Mul (Polialfaolefina) antes de rolamiento

Reología:	Fluido B Antes de rolar	Fluido C Antes de rolar	Fluido D Antes de rolar	Fluido E Antes de rolar	Fluido F Antes de rolar
a 600 rpm (cP)	25	40	40	43	41
a 300 rpm (cP)	18	30	30	32	29
a 200 rpm (cP)	16	25	24	27	24
a 100 rpm (cP)	13	29	18	20	18
a 6 rpm (cP)	7	5	5	6	5
a 3 rpm (cP)	6	4	4	5	4
Gels (cP)	10 segundos	6	5	5	5
	10 minutos	7	6	5	5
	30 minutos	8	6	6	6
PV (cP)	7	10	10	11	12
YP (cP)	11	20	20	21	17
Peso (lbs/gal)	9	9	9	9	9
pH.	9,1	9,2	9,1	9,1	9
Filtrado API (ml en 30min)	12	5,1	5,1	5,2	4,9
Lubricidad (torque, lbf.ft)	16,5	9,4	9,1	8,9	8,1

Tabla 4.19 Resultados de reología, filtrado API y Lubricidad del fluido drill-in + C-Mul (Polialfaolefina) después de rolamiento

Reología:	Fluido B Después de rolar	Fluido C Después de rolar	Fluido D Después de rolar	Fluido E Después de rolar	Fluido F Después de rolar	
a 600 rpm (cP)	25	41	38	42	40	
a 300 rpm (cP)	17	30	29	31	29	
a 200 rpm (cP)	16	26	24	26	24	
a 100 rpm (cP)	13	19	18	20	18	
a 6 rpm (cP)	6	5	5	6	5	
a 3 rpm (cP)	5	3	4	5	4	
Gels (cP)	10 segundos	5	4	4	6	4
	10 minutos	5	4	5	6	5
	30 minutos	6	5	5	7	5
PV (cP)	8	11	9	11	11	
YP (cP)	9	19	20	20	18	
Peso (lbs/gal)	9	9	9	9	9	
pH.	9	9,1	9	9,1	9	
Filtrado API (ml en 30min)	13	5,5	5,3	5,3	5,1	
Lubricidad (torque, lbf.ft)	16,5	9,4	9,2	8,9	8,1	

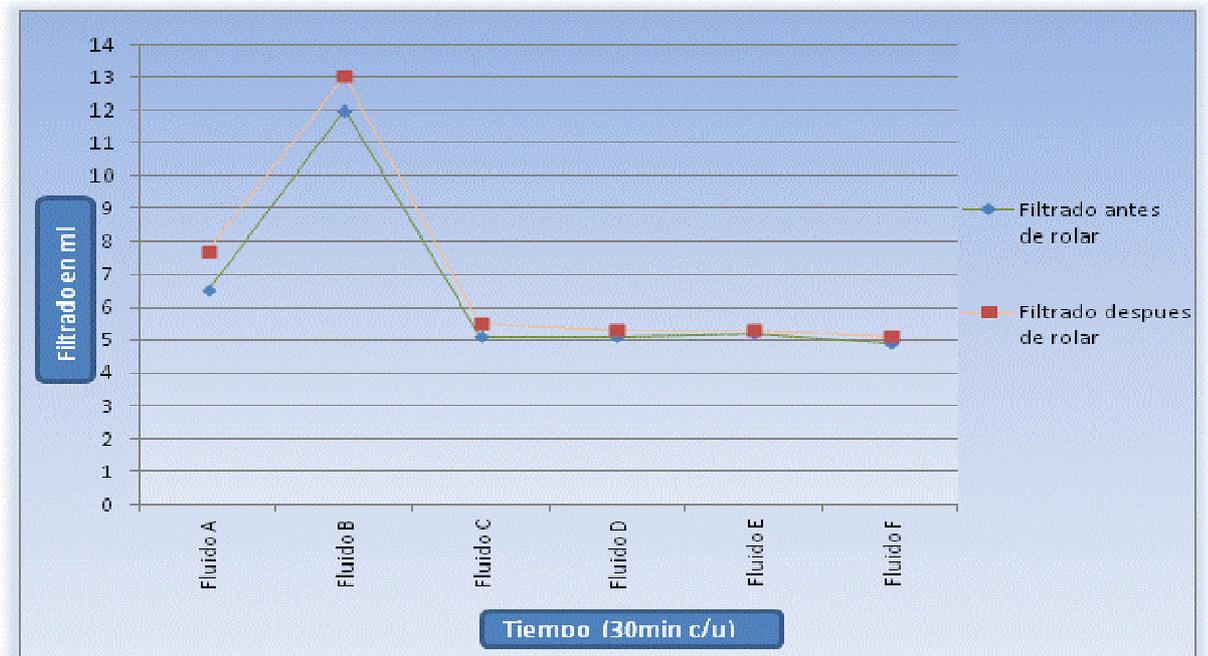


Figura 4.2 Resumen de filtrado API antes y después de rolamiento

Se preparó el fluido drill-in (Fluido A) que la empresa utiliza para poder tomar como referencia para los demás análisis de filtrado API, utilizando los productos como se enuncia en la tabla 15, obtenemos un filtrado de 6,5ml durante 30 minutos.

En la tabla 4.17 podemos observar los componentes del Fluido B donde preparamos el fluido drill-in + C-Mul sin controlador de filtrado como el stardrill donde obtenemos un filtrado de 12ml antes de su rolamiento y 13ml después de su rolamiento dicho filtrado se obtiene en 30 minutos, esta cantidad de filtrado no es conveniente para este tipo de fluido ya que necesitamos disminuir la pérdida de filtrado y minimizar la invasión en la zona de interés.

Como podemos observar en la tabla 4.17 se preparan los fluidos C, D, E y F utilizando al 50% de la concentración del producto controlador de filtrado a 2lbs/bbl de stardrill mas el producto C-Mul a una concentración que va desde el 4% al 7%, obteniendo un filtrado de 5,2 ml al 4%, 5,1 ml al 5% y 4.9 al 7% durante 30 minutos de filtración a temperatura ambiente, no existe mucha diferencia la cantidad de filtrado que se obtiene después de rolamiento de 16horas, el mejor rendimiento del producto es cuando se utiliza a una concentración del 7% ya que en esta prueba lo que queremos obtener es el menor filtrado para disminuir el daño a la formación y la formación del revoque es delgado, fino y flexible la misma que no vamos tener problemas de atrapamiento del BHA por disminución del diámetro del hoyo.

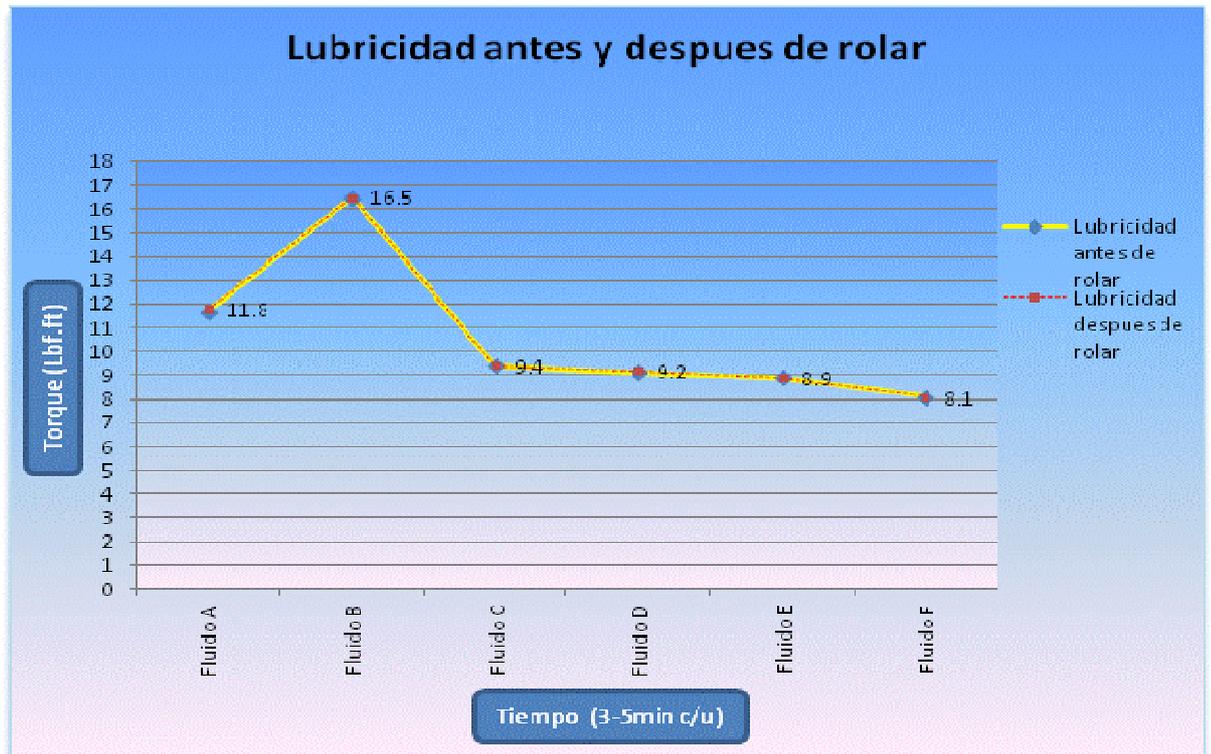


Figura 4.3 Resumen de lubricidad antes y después de roliamiento

Para el Fluido A que la empresa utiliza podemos ver en la tabla 4.15 los componentes del fluido drill-in donde utilizamos el producto lubricante como es el Q Lube a una concentración del 1,5% siendo su rendimiento máximo hasta un 3% de su concentración donde ya no logra disminuir o reducir el torque o lubricidad de la sarta de perforación, el torque que obtenemos a esta concentración es de 11,7 lbf.ft antes de rolar y 11,8lbf.ft después de rolar, dichos valores nos servirán de referencia para los demás análisis comparativos utilizando el C-Mul (polialfaolefina).

Preparamos el fluido B a las concentraciones indicadas en la tabla 4.17 donde no utilizamos el lubricante Q Lube y utilizamos el C-Mul al 7% de su concentración y obtenemos un torque de 16,5lbf.ft reduciendo un 51% el torque con respecto al agua y siendo mayor al valor cuando se utiliza el lubricante de la empresa Qmax con una diferencia de 4,8lbf/ft del torque,

como podemos ver esta diferencia es apreciable ya que una de las funciones del fluido de perforación es lubricar la broca y sarta de perforación.

En los fluidos C, D, E y F utilizamos conjuntamente el Q Lube a una concentración del 1,3% y el C-Mul a diferentes concentraciones que va desde el 4% al 7%, se logra mejorar la lubricidad en el fluido de perforación reduciendo el torque hasta un 8,1lbf.ft a una concentración del 7%, con un porcentaje de lubricidad del 76%, como podemos ver la diferencia entre utilizar conjuntamente el Q Lube y el C-Mul ayuda a reducir el torque en la sarta de perforación, los altos torques son notables en pozos direccionales y horizontales.

4.3 PRUEBA DE TAPONAMIENTO DE PERMEABILIDAD (P.P.T)

Mediante la prueba de taponamiento de permeabilidad (P.P.T) determinamos la cantidad de Spurt Loss (pérdida de filtrado antes de formar el revoque), simulando las condiciones de presión y temperatura de pozo cuando se perfora la zona productora o de interés, es importante que la pérdida de filtrado inicial cuando se está formando el revoque sea mínimo para disminuir la invasión de fluidos y sólidos finos hacia la formación cambiando la porosidad y permeabilidad de la arena productora.

4.3.1 PREPARACIÓN DEL FLUIDO DRILL-IN + C-MUL

- 1.) Se recogió 500ml de agua normal en una probeta.
- 2.) Se agrega 300ml de agua en vaso metálico del Hamilton beach y procedemos agitar.
- 3.) Agregamos kelzan XCD y dejamos agitar durante 10min hasta que la mezcla se encuentre homogénea
- 4.) Una vez que se encuentre homogénea el producto viscosificante agregamos el C-MUL producto liquido.

- 5.) Se agrega el stardril, dejamos agitar al menos 20min y agregamos los 200ml de agua restante.
- 6.) Cuando todo los polímeros se encuentren disueltos agregamos el carbonato de calcio para incrementar el peso del lodo, dejamos agitar 10min
- 7.) Debe continuar agitándose la mezcla de los productos y finalmente agregamos el Q Lube, dejamos agitar 10min.
- 8.) Regulamos el pH del lodo y procedemos a pesar el lodo hasta obtener el peso requerido.

4.3.2 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE TAPONAMIENTO DE PERMEABILIDAD (P.P.T)

- Se realiza la prueba de taponamiento de permeabilidad (P.P.T) al fluido drill-in que la empresa utiliza y el nuevo producto C-Mul (polialfaolefina) que ayuda al control de pérdida de filtrado, para determinar la concentración adecuada u óptima de aplicación de dicho producto, minimizando el daño a la formación productora.

Tabla 4.20 Componentes del fluido drill-in

Componentes	Fluido A	Fluido B	Fluido C	Fluido D	Fluido E
MaxdriI	0,15 gal/bbl	-	-	-	-
Glymax	1,5%	-	-	-	-
Q Lube	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%
C-Mul	-	4%	5%	6%	7%
Kelzan	2lbs/bbl	2 lbs/bbl	2 lbs/bbl	2 lbs/bbl	2 lbs/bbl
Stardril	4lbs/bbl	2lbs/bbl	2lbs/bbl	2lbs/bbl	2lbs/bbl
CAMIX (CaCO ₃)	w = 9lbs/gal				
Soda Caustica	Lo requerido a pH, 9				

Tabla 4.21 Resultados de la Prueba de Taponamiento de Permeabilidad de los fluidos Drill-in a 150°F y 1400psi antes de rolamiento

Resultados de la Prueba de Taponamiento de Permeabilidad de los fluidos Drill-in						
Reología:		Fluido A Antes de rolar	Fluido B Antes de rolar	Fluido C Antes de rolar	Fluido D Antes de rolar	Fluido E Antes de rolar
a 600 rpm (cP)		89	80	81	80	80
a 300 rpm (cP)		66	62	63	62	64
a 200 rpm (cP)		55	51	54	53	56
a 100 rpm (cP)		40	42	43	42	44
a 6 rpm (cP)		13	18	18	18	19
a 3 rpm (cP)		10	15	15	15	16
Gels (cP)	10 seg.	16	16	16	16	16
	10 min.	19	19	19	19	19
	30 min.	19	19	19	19	19
PV (cP)		23	18	18	18	16
YP (cP)		43	44	45	44	48
Peso (lbs/gal)		9	9	9	9	9
pH.		9,1	9	9,1	9,1	9
P.P.T. Filtrado (ml)	30 seg.	4,1	3,1	2,9	1,7	1,6
	7,5 min.	6,6	6,9	5,5	5	4,2
	15 min.	8,1	8,3	7,9	6,2	5,5
	30 min.	9,7	11	10,1	8,8	7,7

Tabla 4.22 Parámetros de filtración del P.P.T

Resultados de la filtración P.P.T, permeabilidad de disco de 5darcys						
Parámetros	Valores recomendados	Fluido A	Fluido B	Fluido C	Fluido D	Fluido E
Spurt Loss ml	< 6 ml	7	5,6	1,8	2,4	1,4
30 min. filtración, (ml)	< 15 ml	9,7	11	10,1	8,8	7,7
Valor P.P.T., (ml)	< 20 ml	19,4	22	20,2	17,6	15,4
Tasa de filtración, ml/min ^{1/2}	N/A	2,26	2,99	3,35	2,77	2,55

Tabla 4.23 Resultados de la Prueba de Taponamiento de Permeabilidad de los fluidos Drill-in a 150°F Y 1500psi después de 16 horas de rodamiento

Resultados de la Prueba de Taponamiento de Permeabilidad de los fluidos Drill-in						
Reología:	Fluido A Después de rolar	Fluido B Después de rolar	Fluido C Después de rolar	Fluido D Después de rolar	Fluido E Después de rolar	
a 600 rpm (cP)	88	75	77	74	78	
a 300 rpm (cP)	65	60	61	59	60	
a 200 rpm (cP)	58	52	53	51	50	
a 100 rpm (cP)	43	42	43	41	39	
a 6 rpm (cP)	13	19	20	19	15	
a 3 rpm (cP)	10	15	16	16	13	
Gels (cP)	10 seg.	16	16	16	16	
	10 min.	19	19	19	19	
	30 min.	19	19	20	19	
PV (cP)	23	15	16	15	18	
YP (cP)	42	45	45	44	42	
Peso (lbs/gal)	9	9	9	9	9	
pH.	9	9	9	9,1	9	
P.P.T. Filtrado (ml)	30 seg.	5	4,2	3,6	3,4	2,5
	7,5 min.	6,9	7,5	6,4	6	5,2
	15 min.	9,1	9	8	8	6,7
	30 min.	10	12	11	10	9

Tabla 4.24 Parámetros de filtración del P.P.T.

Resultados de la filtración P.P.T, permeabilidad de disco de 5darcys						
Parámetros	Valores recomendados	Fluido A	Fluido B	Fluido C	Fluido D	Fluido E
Spurt Loss ml	< 6 ml	7,6	6	3,6	4	2,8
30 min. filtración, (ml)	< 15 ml	10	12	11	10	9
Valor P.P.T, (ml)	< 20 ml	20	24	22	20	18
Tasa de filtración, ml/min ^{1/2})	N/A	2,26	3,28	2,62	2,92	2,77

4.3.3 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA PRUEBA DE TAPONAMIENTO DE PERMEABILIDAD (P.P.T)

Los resultados de las tablas 4.21 y 4.23 son el producto del ensayo que se efectuó al fluido drill-in con el carbonato de calcio como agente de puenteo y el C-Mul a diferentes concentraciones para controlar el filtrado y el **Spurt Loss** (filtrado antes que se forme el revoque), la técnica que se utilizo para

determinar el filtrado y el **Spurt Loss** fue mediante el uso del equipo PPT (Prueba de taponamiento de Permeabilidad).

En la tabla 4.21 podemos observar los análisis realizados a los diferentes fluidos drill-in antes de rodamiento, el fluido A es el fluido drill-in que la empresa utiliza para la perforación de zonas productoras, al mismo que se realiza la prueba del PPT, mediante esta prueba nos permite determinar el Spurt Loss (filtrado antes que se forme el revoque) obteniendo un valor de 4,1ml de filtrado y un total de 9,7ml, este valor es bastante bueno pero de acuerdo a las especificaciones o valores recomendados en la tabla 4.22 está cerca al límite de los parámetros establecidos donde nos indica los valores mínimos que necesitamos obtener de Spurt Loss, filtración durante los 30 minutos de prueba y volumen total de la prueba de P.P.T.

En los fluidos B, C, D y E se utilizaron los productos enunciados en la tabla 4.20 pero se preparan diferentes fluidos variando la concentración de C-Mul (polialfaolefina) producto a ser evaluado y disminuyendo la concentración de stardrill (controlador de filtrado) al 50% que se utiliza en el fluido drill-in de la empresa Qmax Ecuador S.A.

En los resultados obtenidos en el fluido B a una concentración del C-Mul al 4% muestra un valor de Spurt Loss de 3,1ml de filtrado y un filtrado total durante los 30 minutos de 11ml, en el fluido C con una concentración del 5% obtenemos un valor de Spurt Loss de 2,9ml y un filtrado total de 10,1ml durante de 30 minutos de prueba, estos valores nos permite determinar los requerimientos de los parámetros **tabla 4.22** mínimos necesarios que deben tener un fluido drill-in arrojando valores bastante admisibles en el control inicial de pérdida de fluido antes que se forme el revoque, pero esto no se logra mantener ya que la pérdida de filtrado en el transcurso de la prueba esta sobrepasa los límites del valor total requerido del PPT, el objetivo de esta prueba es minimizar la pérdida de filtrado antes que se forme el

revoque o cuando el fluido entra en contacto por primera vez con la formación.

En el fluido D se utiliza una concentración de C-Mul al 6% obteniendo un filtrado de Spurt Loss de 1,7ml y un volumen total de 8,8ml durante 30 minutos, en el fluido E se utiliza una concentración de C-Mul al 7% donde se obtiene un valor de Spurt Loss de 1,6ml y un volumen total de 7,7ml durante 30 minutos de prueba, el mejor resultado que se obtiene es al utilizar el C-Mul al 7%, esta concentración es la optima ya que ayuda a minimizar la pérdida de filtrado antes que se forme el revoque y cumple con los parámetros requeridos en la **tabla 4.22**, la pérdida de filtrado mínima antes que se forme el revoque ayuda a minimizar el daño a la formación evitando la invasión de sólidos finos y el filtrado hacia la formación productora.

Los resultados que se obtuvieron antes de rodamiento y luego de las 16 horas de rodamiento se mantienen de acuerdo a la tabla 4.22 y 4.24 donde especifica los parámetros el valor del Spurt Loss, filtración durante los 30 minutos y volumen total de filtrado.

Fluido A (Drill-in Qmax)

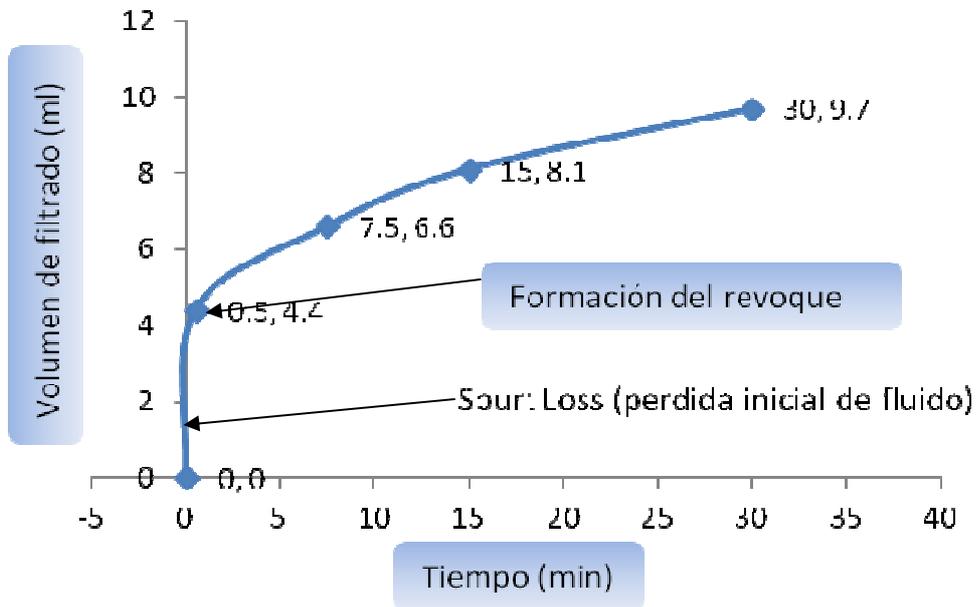


Figura 4.4 Tiempo Vs Filtrado (PPT- Prueba de taponamiento de permeabilidad) Fluido A (componentes del Qmax).

Fluido B (C-Mul al 4%)

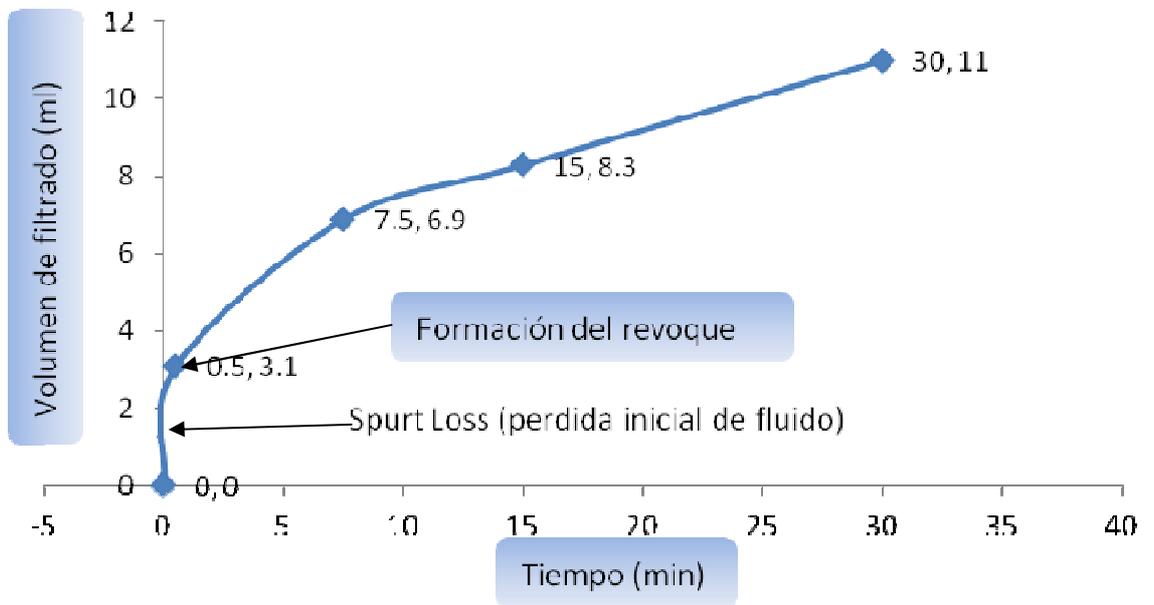


Figura 4.5 Tiempo Vs Filtrado (PPT- Prueba de taponamiento de permeabilidad) Fluido B empleando el C-Mul al 4%

Fluido C (C-Mul al 5%)

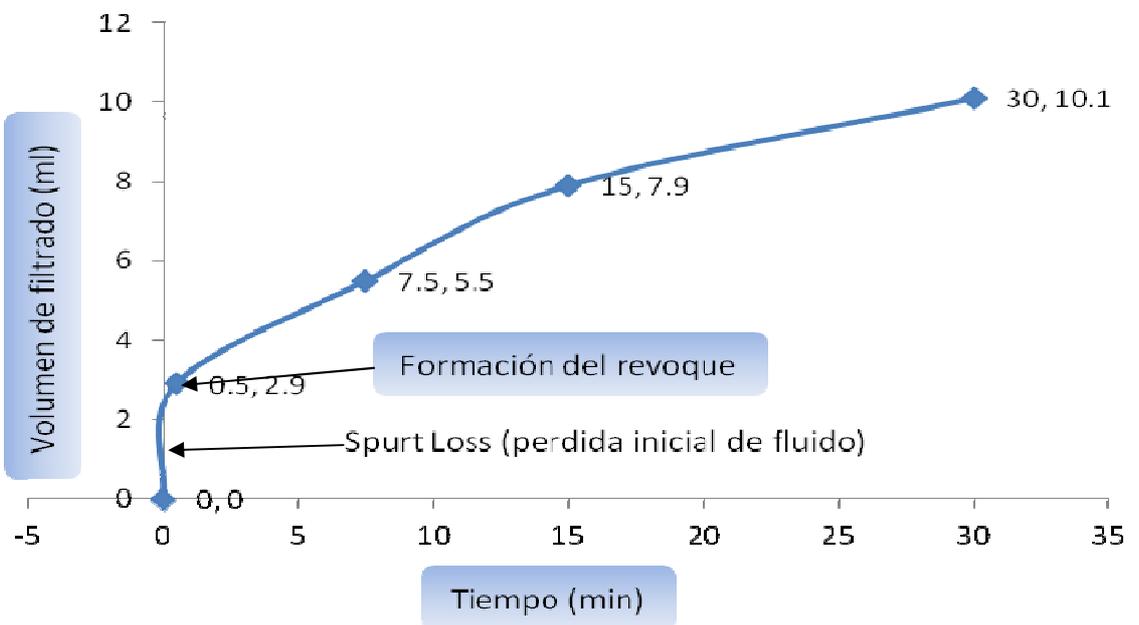


Figura 4.6 Tiempo Vs Filtrado (PPT- Prueba de taponamiento de permeabilidad) Fluido C, empleando en C-Mul al 5%.

Fluido D (C-Mul al 6%)

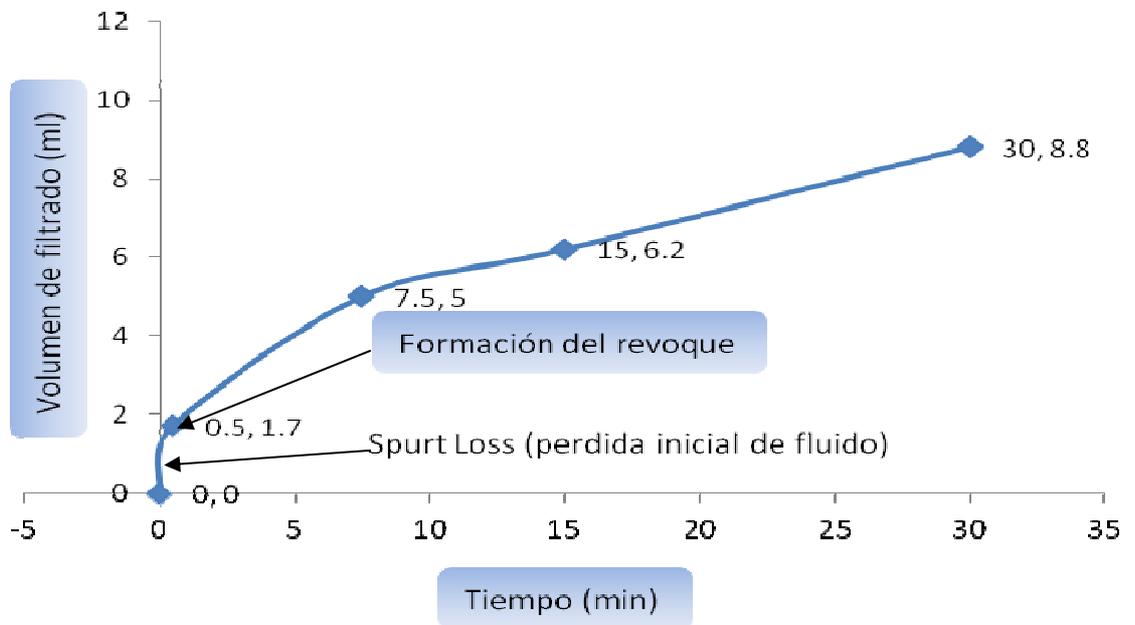


Figura 4.7 Tiempo Vs Filtrado (PPT- Prueba de taponamiento de permeabilidad) Fluido D, empleando en C-Mul al 6%.

Fluido E (C-Mul al 7%)

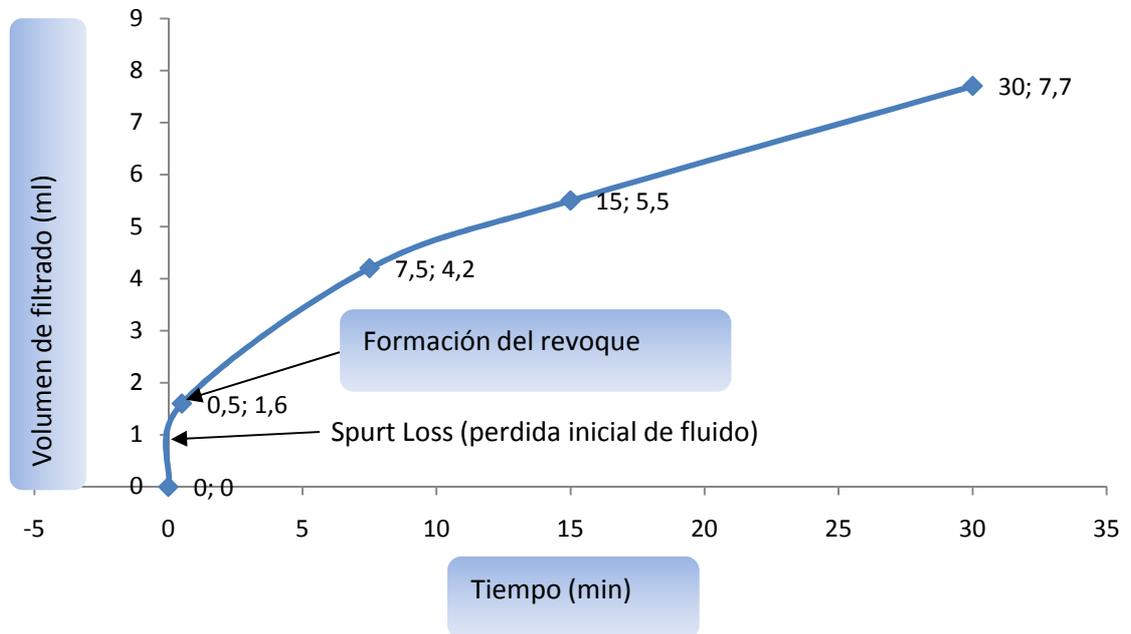


Figura 4.8 Tiempo Vs Filtrado (PPT- Prueba de taponamiento de permeabilidad) Fluido E, empleando en C-Mul al 7%.

- Analizando las figuras 4.5 al 4.8 el mejor resultado que se tiene es al utilizar el C-Mul al 7% obteniendo un valor mínimo de **Spurt Loss** de 1.6ml y de acuerdo a los valores requeridos es de 2.8ml la misma que se encuentra dentro de los parámetros requeridos en la tabla 4.24, esta concentración nos permitirá utilizar en la prueba final de PPT con un disco de aloxita que tenga similar característica de permeabilidad y garganta poral de la formación.

Una vez determinada la concentración ideal de la polialfaolefina inhibidor de lutitas y controlador de filtrado se procede a realizar la prueba final del P.P.T, preparando el fluido drill-in con los componentes que indica en la tabla 4.20 el fluido E, de acuerdo a la tabla 3.1 los valores de las propiedades petrofísicas de la arenisca U inferior se tiene valores promedios de permeabilidad entre 400mD y 850 mD, en la arenisca U inferior se tiene una

presión de reservorio de 3100psi como podemos apreciar en la tabla 3.2, los pozos perforados en el campo Limoncocha se encuentran con programa de fluidos de perforación de 9 a 9.2ppg de peso, el mismo que nos sirve de referencia para poder aplicar la presión diferencial de 1300psi en el equipo P.P.T. Con toda la información recolectada se procede a correr el análisis final del fluido drill-in base agua.

Tabla 4.25 Resultados de filtrado P.P.T antes y después de rolar a 150°F.

Permeabilidad del disco 750mD			
		C-Mul Antes de rolar	C-Mul Después de rolar
P.P.T. Filtrado (ml)	30 seg.	0.5	0.7
	7,5 min.	3.6	3.8
	15 min.	4.4	4.9
	30 min.	6.8	7.1

Tabla 4.26 Parámetros de filtración P.P.T

Resultados P.P.T con disco de cerámica de 750mD			
Parámetros	Valores recomendado	C-Mul Antes de rolar	C-Mul Después de rolar
Spurt Loss ml	< 6 ml	0.8	1
30 min. filtración, (ml)	< 15 ml	6.8	7.1
Valor P.P.T, (ml)	< 20 ml	13.6	14.2
Coeficiente de filtración, ml/min ^{1/2}	N/A	2.33	2.4



Figura 4.9 Disco de cerámica de 750mD y garganta de poro de 5µm

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Al realizar el análisis comparativo de dispersión en las muestras de lutitas tomadas a diferentes profundidades en el campo limoncocha, mejoran la inhibición de las lutitas siempre y cuando se utilicen juntos los dos productos, en este caso el glymax y el maxdril con un porcentaje de dispersión aceptable con respecto al agua. Tabla 4.2
- Se preparó distintos fluidos a diferentes concentraciones de C-Mul (polialfaolefina) recomendadas por el proveedor desde un 4% hasta el 7% de su concentración mas el kelzan XCD para dar viscosidad al fluido y mantener en suspensión las lutitas, dando como mejor resultado en la dispersión al utilizar la polialfaolefina al 7% de su concentración, ayudando a inhibir y evitando la erosión de las lutitas, dando mayor estabilidad en las paredes del pozo al a travesar estas formaciones de lutitas y manteniendo la forma o estructura del corte realizado por la broca hasta que esta sea transportada hacia la superficie y separada a través de las zarandas vibratorias o equipos de control de sólidos. Tabla 4.10
- En el análisis de filtrado API realizado al fluido drill-in que utiliza Qmax y el producto evaluado como controlador de filtrado (polialfaolefina), se preparó con los componentes que se utiliza en la preparación del fluido drill-in tabla 4.15 y 4.17 donde se determina la pérdida de filtrado antes y después de rolamiento del fluido drill-in son aceptables de acuerdo a ciertos programas de fluidos de perforación.

- Además se probó sin agregar stardril (controlador de filtrado) y solo con C-Mul (polialfaolefina al 7%), donde la pérdida de filtrado hacia la formación es bastante alta, para reducir esta pérdida de filtrado hacia la formación se dispuso utilizar al 50% de la concentración que se utiliza en el fluido drill-in (Qmax) y el C-Mul logrando disminuir la pérdida de filtrado, mediante el análisis de filtrado API determinamos si el producto evaluado ayuda a controlar la pérdida de filtrado hacia la formación productora.

- Al realizar el análisis comparativo de lubricidad donde Qmax utiliza QLube como lubricante para reducir el torque que se genera en la sarta de perforación obteniendo lecturas de alrededor de 11,7lbf/ft y el producto a ser evaluado C-Mul al 7% (polialfaolefina) reduce el torque considerablemente obteniendo lecturas de alrededor de 16,5lbf/ft lo cual no es recomendable tener estos valores, se junto los dos productos y se logra reducir el torque ayudando a la lubricación de la sarta de perforación y reduciendo el torque Figura 4.3.

- En la prueba de taponamiento de permeabilidad (P.P.T) se preparo 5 fluidos como indica en la tabla 4.20 donde el fluido A (Qmax) y el fluido E (polialfaolefina al 7%) muestran los mejores resultado de **spurt loss** y de pérdida total de filtrado durante 30 minutos, aplicando una presión diferencial de 1400psi en función de la profundidad vertical verdadera (TVD) de los pozos perforados en el campo Limoncocha Tabla 4.22.

- En la prueba final de taponamiento de permeabilidad (P.P.T) se realiza con un disco de cerámica con un permeabilidad y peso del lodo similar al de los pozos perforados en el campo Limoncocha aplicando un presión diferencial de 1300psi, logrando disminuir el spurt loss y la pérdida de filtrado total de acuerdo a ciertos parámetros ya establecidos que un fluido drill-in debe cumplir, se logra minimizar el daño a la formación productora ya que el volumen de filtrado de lodo es mínimo hasta la formación del revoque (**spurt loss**). Tabla 4.25 – 4.26.

5.2 RECOMENDACIONES

- El mejor resultado de dispersión de lutitas se tiene cuando se utiliza el C-Mul al 7% (polialfaolefina) al comparar con los inhibidores que Qmax utiliza podría reemplazarle a estos productos y utilizarlos como inhibidor en el fluido drill-in, con esto ayudara a mejorar la estabilidad de las paredes del pozo al atravesar formaciones con lutitas.
- En la prueba de lubricidad se determina que el C-Mul (polialfaolefina al 7%) no reduce el torque en la sarta de perforación el mismo que no actúa de manera eficiente en el fluido drill-in y requiere que se trabaje en conjunto un lubricante por ello no es recomendable utilizarlo específicamente como reductor de torque.
- Cuando se realiza la prueba de taponamiento de permeabilidad el factor importante a controlar es el **Spurt Loss** (pérdida de fluido antes que se forme el revoque) donde se determina que solo el C-Mul no actúa de manera eficiente por ello no se puede reemplazar al 100% el uso del stardril en el fluido drill-in.
- Considerando los beneficios de cada uno los productos es importante analizar el factor económico de cada producto a ser reemplazado ya que para cualquier empresa que brinda servicios fluidos de perforación le interesa tener un producto de calidad y que sea de menor costo, con esto lograría obtener mayores ganancias para la empresa.
- Es muy importante y se debe tomar en cuenta el orden en que se agrega los productos al momento de preparar el fluido drill-in y dejar el suficiente tiempo hasta que se disuelva los productos ya que ciertos productos son más difícil de mezclar o puede cambiar las características del fluido.

- Se debe controlar el pH entre 9 – 10 en el fluido drill-in ya que la mayoría de los polímeros actúa de manera eficiente en este rango de pH, además se evita que los polímeros se descompongan y pierdan sus propiedades químicas en el fluido drill-in.
- Cuando se trabaja tanto en el laboratorio como en el campo durante la preparación del fluido y los análisis del fluido es importante el uso del E.P.P (equipo de protección personal) para evitar cualquier accidente al manipular los químicos peligrosos.
- Todos los productos a ser utilizados debe tener una identificación MSDS (hoja de datos de seguridad) para poder conocer acerca del índice de peligro en la salud, reactividad, inflamabilidad y E.P.P y primeros auxilios en caso de una emergencia al entrar en contacto con el producto.

BIBLIOGRAFÍA

- Badillo, (2008), p. 29
- COPYR C.A. Formulación y Prevención de Daño, Julio 2004.
- Dowell Drilling Fluids Servicez, (2006), pág. 2
- Manual de fluidos de perforación (Agosto 1997) Bariod
- MI-SWACO, (2001), p. 5.3
- MUECKE, T. W. (1979) *Formation Fines and Factors Controlling Their Movement in Porous Media*. JPT, pps 144-150.
- Noriega, (2012), p. 63
- Ofite, (2014)
- PEDEN, J. M. ARTHUR, K. G. AVALOS, M. *The analysis of filtration under dynamic and static conditions*. SPE 12503 Formation Damage Control Symposium, Bakersfield, California 13-14.
- Petroamazonas E-P, (2012), p. 5
- Qmax México, (2010)
- RUSTHON, A. WARD, A. S. HOLDICH, R. G. (1996) *Solid-Liquid Filtration and separation Technology*. VCH Publishers, Inc. New York, 1st edition .
- Vasquez, (2009), p. 96
- http://www.aprchile.cl/pdfs/FLUIDOS_DE_PERFORACION_POZOS_DE_AGUA_-_SOUTHERNLAND_SA.pdf
- <http://prezi.com/dtvi1ifftpls/copy-of-hidraulica-de-perforacion>.
- <http://www.slideshare.net/gabosocorro/estimulacion-y-dano-de-formacion>
- <http://dc390.4shared.com/doc/I7-uGiH-/preview.html>

GLOSARIO

- **Acidez.-** Potencia acida relativa de los líquidos, que se mide por medio del pH. Acidez implica un pH menor a 7.
- **Aditivos para lodos.-** Cualquier material que se añade a un lodo para lograr un propósito determinado.
- **Agente floculante.-** Sustancia como la mayor parte de los electrolitos, polisacáridos, polímeros naturales o sintéticos que causan aumento en la viscosidad de un lodo.
- **Alcalinidad.-** Poder de combinación de una base medido por el número máximo de equivalentes de un ácido con los que puede combinarse para formar una sal.
- **Almidón.-** Grupos de hidratos de carbono que se encuentran en las células de muchas plantas.
- **Anticlinal.-** Es un pliegue cóncavo hacia abajo, estructura de plegamiento de la tierra.
- **Arcilla.-** Aquella materia plástica, blanda de varios colores generalmente compuesta por silicato de aluminio, formada por la descomposición del feldespato y otros silicatos de aluminio.
- **Arcillas nativas.-** Son arcillas que se encuentran al perforar diferentes formaciones.
- **Coagulación.-** En terminología de lodos es un sinónimo de floculación.
- **Cohesión.-** Fuerza de atracción entre una misma clase de moléculas.
- **Coloide.-** Estado de la subdivisión de la materia que consiste en grandes moléculas individuales o en agregados de moléculas más pequeñas, dispersados en el grado que la fuerza de la superficie se convierte en un factor importante para determinar sus propiedades. El tamaño de la partículas coloidales varían entre 0,001 a 0,005 micrones.
- **Dispersante.-** Toda sustancia química que promueve la dispersión de la fase dispersa.
- **Dureza del agua.-** Dícese del contenido de calcio y magnesio en el agua.
- **Falla.-** Término geológico que significa ruptura de la formación, hacia arriba o hacia abajo, en los estratos subterráneos.

- **Filtrado.**- Líquido filtrado a través de un medio poroso durante el proceso de filtración.
- **Formación.**- Nombre geológico que se da al conjunto de capas de rocas sedimentadas.
- **Hidratación.**- Acto por el cual una sustancia admite agua por medio de absorción y/o adsorción.
- **Hidrólisis.**- Reacción de una sal con agua para formar un ácido o una base.
- **Lutitas.**- Arcilla de origen rocoso, finamente granular, con clivaje tipo pizarra, que es una sustancia orgánica parecida al petróleo.
- **Micrón.**- Unidad de longitud igual a la millonésima parte de un metro.
- **Mud cake.**- Costra de lodo que se forma en la pared del pozo.
- **Permeabilidad.**- Propiedad de los materiales a ser atravesado por el fluido.
- **Polímero.**- Sustancia formada por la unión de dos o más moléculas iguales, unidas extremo con extremo, dando por resultado una sustancia que poseen los mismos elementos en la misma porción que las moléculas originales, pero de mayor peso molecular y con diferentes propiedades físicas.
- **Porosidad.**- Espacio vacío en una roca de formación, que usualmente se expresa como el porcentaje de espacio vacío por el volumen total.
- **Reología.**- Ciencia que se ocupa de la deformación y el flujo de fluidos.
- **Reservas probadas.**- Volumen de petróleo que se sabe con certeza que hay en un yacimiento.
- **Tixotropía.**- Capacidad de un fluido para desarrollar resistencia de gel con el tiempo.
- **Viscosidad.**- Resistencia interna al flujo ofrecido por el fluido debido a atracciones entre moléculas.

ANEXOS

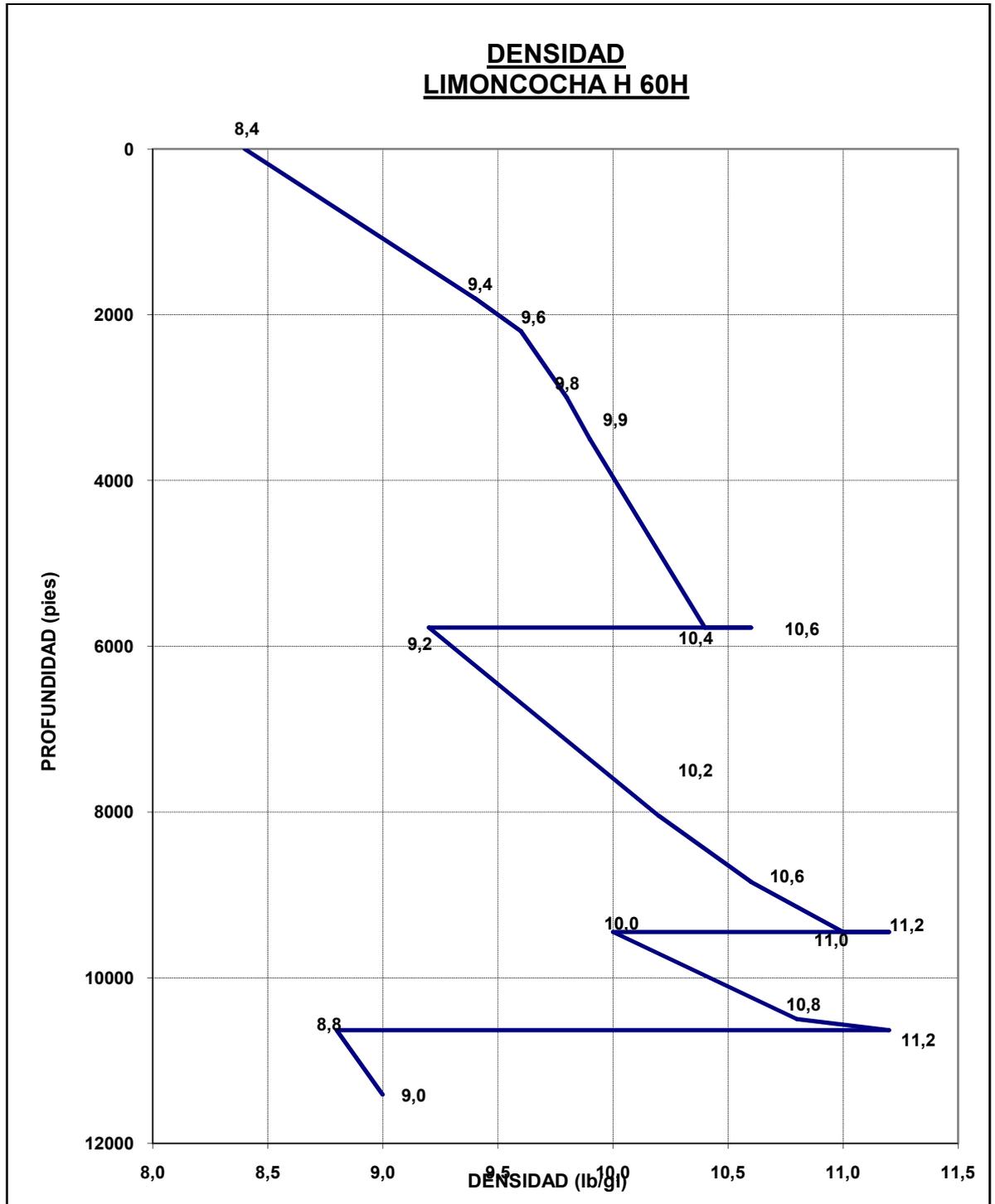
Anexo 1.

Programa de fluidos de perforación del pozo Limoncocha H-60H

DISEÑO DEL POZO		FORMACIÓN	MIEMBRO	ESC. pies	PV pies	PM pies	INCL. grad.	INDICE DE RIESGO	INFORMACION GENERAL							
									OPERATOR: PETROAMAZONAS EP RIG: CCDC 36 WELL NAME: LIMONCOCHA H 60H LOCATION: LIMONCOCHA PAD / SLOT: PAD H				PREPARED BY: MARGARITA LEMAR APPROVED BY: GLEN OGBAND DATE: 19-May-14 REVISION: 2			
									SISTEMA SUPERFICIAL GEL - QPAC - NITRATO DE CALCIO							
INTERMEDIATE 1 -Pre-mezclar el lodo Maxdrill-G+ -Llenar el sistema activo con el fluido previamente preparado, perforar el collar, cemento y zapato con el lodo del primer intervalo. Perforar 10' de formación, realizar FIT, cambiar fluido y continuar perforando -Use Qstop fine y Camix para conglomerados de Tiuyacu, cherts y otro tipo de formación porosa. Adicione Camix como agente de puenteo -Use Stardril solo si es necesario -Bombee pildoras viscosas de 30 bbl y monitoree retornos, de ser necesario									DESVIOS Y CAIDAS DE ANGULO DESVIO 1200,00' PM: 1200,00' PV; 0,80 deg/100' FIN 1700,00' PM: 1699,59' PV; constante 4,00 deg DESVIO 2000,00' PM: 1998,86' PV; -0,80 deg/100' FIN 2500,00' PM: 2498,45' PV; constante 0,00 deg DESVIO 5371,54' PM: 5370,00' PV; 1,31 deg/100' FIN 5752,02' PM: 5750,00' PV; constante 5,00 deg VOLUMEN ESTIMADO (bbl) : 3058 TIEMPO ESTIMADO (días) : 2				SISTEMA INTERMEDIO 1 MAXDRILL G+			
INTERMEDIATE 2 - Peso del lodo entre 10.0 y 11.2 - Bombee pildoras viscosas de 30 bbl y monitoree retornos, de ser necesario									PROPIEDADES DEL FLUIDO DENSIDAD: 9.2 - 11.2 lb/gal VISCOSIDAD: 30 - 70 seg/gt pH: 9.0 - 10.0 6 rpm: 7 - 13 lectura PV: 10-35 cP YP: 15 - 45 lb/100pie ² FILTRADO: 6 - 8 m/30 min ARENA: < 1.0 % S.B.G. CORREGIDOS: < 16 % MBT: < 20 (ALAP) lb/bbl CALCIO: < 200 ppm DIMENSIONES DIAM. DE AGUJERO: 12 1/4 pig DIAM. DE REVEST.: 9 5/8 pig P.M.: 9448.82 pie INCLINACION: 53.60 grad				PRODUCTOS DE SISTEMA Glymax LMW: 1 - 1.3 %w/v Kelzan XCD: 0.50 lb/bbl Lipcode G-2: 2.00 can/día Maxdril: 0.25 gtl/bbl 1.5 % Soda Cáustica: como se req. Stardril: 2.00 lb/bbl Synerloc A25-D: 2.00 lb/bbl PRODUCTOS DE CONTINGENCIA Bicarbonato de Sodio: Si requiere Camix: Si requiere Defbam X: Lo requerido Drilling Detergent: Lo requerido Q-Free: Si requiere Soda Ash: Lo requerido Walnut: Si requiere			
PRODUCCION - Perforado el shoe track del casing de 7, desechar fluido del intervalo anterior y desplazarlo con fluido DRILL IN. - Adicionar permanentemente CAMIX como agente puenteante.									DESVIOS Y CAIDAS DE ANGULO DESVIO 6002,02' PM: 6999,04' PV; 1,01 deg/100' FIN 7568,37' PM: 6643,00' PV; constante 20,80 deg DESVIO 8048,68' PM: 7092,00' PV; 3,18 deg/100' DESVIO 8845,21' PM: 8629,03' PV; 2,15 deg/100' DESVIO 8894,77' PM: 8723,03' PV; 0,50 deg/100' DESVIO 9284,77' PM: 8916,26' PV; 1,80 deg/100' VOLUMEN ESTIMADO (bbl) : 2503 TIEMPO ESTIMADO (días) : 15				SISTEMA INTERMEDIO 2 MAXDRILL G+			
PRODUCCION - Perforado el shoe track del casing de 7, desechar fluido del intervalo anterior y desplazarlo con fluido DRILL IN. - Adicionar permanentemente CAMIX como agente puenteante.									PROPIEDADES DEL FLUIDO DENSIDAD: 10.0 - 11.2 lb/gal VISCOSIDAD: 35 - 70 seg/gt pH: 9.0 - 10.0 6 rpm: 7 - 13 lectura PV: 15 - 35 cP YP: 15 - 45 lb/100pie ² FILTRADO: 4.5 - 5.0 m/30 min ARENA: < 1.0 % S.B.G. CORREGIDOS: < 16 % MBT: < 20 (ALAP) lb/bbl CALCIO: < 200 ppm DIMENSIONES DIAM. DE AGUJERO: 8 1/2 pig DIAM. DE REVEST.: 7 pig P.M.: 10633.20 pie INCLINACION: 85.00 grad				PRODUCTOS DE SISTEMA Glymax LMW: 1.3 %w/v Kelzan XCD: 0.50 lb/bbl Lipcode G-2: 2.00 can/día Maxdril: 0.10 gtl/bbl 1.5% Camix: como se req. Barita: como se req. Stardril: 2.00 lb/bbl Synerloc A25-D: 1.00 lb/bbl PRODUCTOS DE CONTINGENCIA Bicarbonato de Sodio: Si requiere Camix: Lo requerido Defbam X: Lo requerido Drilling Detergent: Lo requerido Q-Free: Si requiere Soda Ash: Lo requerido Walnut: Si requiere			
PRODUCCION - Perforado el shoe track del casing de 7, desechar fluido del intervalo anterior y desplazarlo con fluido DRILL IN. - Adicionar permanentemente CAMIX como agente puenteante.									DESVIOS Y CAIDAS DE ANGULO DESVIO 9990,94' PM: 9300,00' PV; 3,37 deg/100' DESVIO 10633,20' PM: 9474,03' PV; 2,18 deg/100' VOLUMEN ESTIMADO (bbl) : 1572 TIEMPO ESTIMADO (días) : 10				SISTEMA DE PRODUCCION DRILL IN			
PRODUCCION - Perforado el shoe track del casing de 7, desechar fluido del intervalo anterior y desplazarlo con fluido DRILL IN. - Adicionar permanentemente CAMIX como agente puenteante.									PROPIEDADES DEL FLUIDO DENSIDAD: 8.8 - 9.0 lb/gal VISCOSIDAD: 35 - 70 seg/gt pH: 9.0 - 9.5 6 rpm: 15 - 40 lectura PV: 10 - 25 cP YP: 15 - 70 lb/100pie ² FILTRADO: 4 - 5 m/30 min ARENA: < 1.0 % S.B.G. CORREGIDOS: < 10 % LRSV: > 40000 cP CALCIO: < 200 ppm DIMENSIONES DIAM. DE AGUJERO: 6 1/8 pig DIAM. DE REVEST.: 5 pig P.M.: 11410.52 pie INCLINACION: 90.00 grad				PRODUCTOS DE SISTEMA Camix: 30.00 lb/bbl Stardril: 5.00 lb/bbl Kelzan XCD: 2.50 lb/bbl Lipcode G-2: Lo requerido Sulfo de Sodio: Lo requerido Defbam: Lo requerido CaCO3 A-100: Lo requerido PRODUCTOS DE CONTINGENCIA Bicarbonato de Sodio: Si requiere Camix: 40.00 lb/bbl Defbam X: Lo requerido Drilling Detergent: Si requiere Q-Free: Si requiere Walnut: Si requiere			
CODIGO DE RIESGOS ALTO MODERADO BAJO LEYENDA ▽ PTO. DE REVEST. ◇ DESVIO / FIN									VOLUMEN ESTIMADO (bbl) : 1123 TIEMPO ESTIMADO (días) : 3.0 VOLUMEN ESTIMADO TOTAL (bbl) : 8256 TIEMPO ESTIMADO TOTAL (días) : 36.0							

Anexo 3.

Programa de densidad del pozo Limoncocha H-60H



Anexo 4.

Ficha técnica del C-Mul (Polialfaolefina)

C-MUL[®]

DESEMPEÑO DE FLUIDOS EN BASE-ACEITE EN UN PAQUETE DE FLUIDOS EN BASE-AGUA

El paquete C-Mul[®] mejora las propiedades de los fluidos en base a agua resultando en tasas de penetración mejoradas y estabilidad en la pared del pozo. El paquete combina componentes claves de la tecnología PAO de Sun, creando un fluido de perforación en base-emulsión efectivo y de alto rendimiento.

Manufacturado con una base de hidrocarburo sintético de poli-alfa-olefina (PAO), C-Mul[®] está formulado para mejorar la tasa de penetración (ROP por sus siglas en Inglés), la estabilidad del pozo/formación, y la inhibición. El uso de PAOs en fluidos de perforación está protegido por patentes de Sun Drilling Products Corporation. C-Mul[®] es fácilmente aplicado en fluidos de base-agua con un mínimo de mezclado y agitación. El producto es compatible con sistemas tanto de agua fresca como de agua salada y no tiene efectos adversos en el valor LC₅₀ del sistema. C-Mul[®] recubre la formación y partes metálicas con una capa hidrofóbica de PAO minimizando embolamiento en la broca/mecha y su desgaste.

C-Mul[®], con su perfil único de reología, ha mejorado notablemente la lubricidad in algunos tipos de sistemas de fluidos de perforación, incluyendo aplicaciones para aguas profundas. El producto reduce el torque y arrastre, efectivamente mejorando las tasas de penetración sin afectar negativamente las propiedades reológicas del sistema de fluido de perforación.

Ventajas

- Produce alta inhibición en fluidos base-agua
- Reduce torque y arrastre
- Reduce la fricción y desgaste
- Minimiza embolamiento en la broca/mecha
- No es tóxico
- No tiene brillo
- No afecta negativamente al LC₅₀

Tratamiento Recomendado

- C-Mul[®] 4% - 10%

Empaque

- Contenedores de 13 bbl/550 galones
- Tanques desechables de 6.5 bbl/275 galones
- Barriles de 55 galones

C-Mul[®] Propiedades Físicas

- Gravedad Específica 0.80
- Apariencia Líquido color ámbar claro
- Punto de ignición COC >300 grados F
>149 grados C
- Viscosidad en embudo 70 grados F
39 segundos



Sun ... The HOLE Solution Company

713-690-3939

www.sundrilling.com

solutions@sundrilling.com

Houston, Texas 713.690.3939
Belle Chasse, Louisiana 504.393.2778

Western Hemisphere +713.690.3939
Eastern Hemisphere +201-9111-9772

10.2013

Análisis de Granulometría del CAMIX (Carbonato de Calcio)



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
DEPARTAMENTO DE METALURGIA EXTRACTIVA

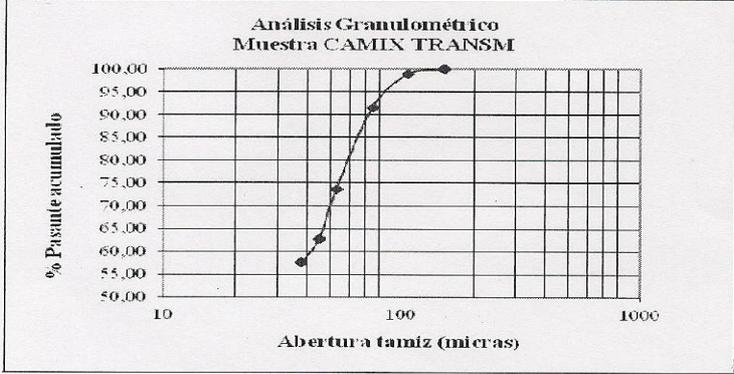


Resultado de Análisis

Solicitante : QMAX S.A.
No. Referencia : ST- 5934
Fecha : 21 - 03 - 2012
Muestras recibidas : Una muestra sólida

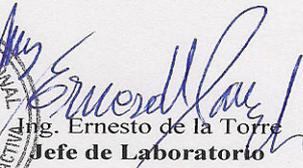
Resultados Análisis Granulométrico Muestra CAMIX TRANSM

Tamiz Malla #	Abertura (um)	Peso Retenido (g)	Retenido (%)	Retenido Acumulado (%)	Pasante Acumulado (%)
+100	150	0,20	0,07	0,07	99,93
+150	106	2,80	0,94	1,01	98,99
+200	75	22,20	7,45	8,46	91,54
+ 270	53	53,50	17,95	26,41	73,59
+ 325	45	32,70	10,97	37,38	62,62
+ 400	38	15,00	5,03	42,42	57,58
- 400		171,60	57,58	100,00	0,00
Total		298,00			




 Ing. Alicia Guevara
 Jefe de Departamento




 Ing. Ernesto de la Torre
 Jefe de Laboratorio

Pasaje Andalucía 134 E12A y Mena Caamaño – TeleFax (593-2) 2 236 562 – Casilla 17-01-2759
 E-mail : edelator@interactive.net.ec - Quito-Ecuador

Anexo 6.

Hoja técnica del glymax.



HOJA DE DATOS DEL PRODUCTO Glymax

Introducción

Glymax está diseñado para sistemas salinos de glycol de alta saturación y puede ser utilizado en pozos con temperaturas de formación moderadamente altas y altas. Se recomienda para formulaciones de agua de mar o salmueras con salinidad más allá de 90,000mg/l.

Descripción del producto

Glymax es un polímero mejorado, para sistemas base agua, que emplea tecnología de poli glicoles.

Naturaleza química

Glicol de polietileno.

Propiedades físicas y químicas

Forma	Líquido
Color	Amarillo
Gravedad específica	1.01
Solubilidad en agua	Soluble
Punto de ebullición	>568

Aplicación

Glymax, se puede beneficiar de la adición de un incrementador del ROP en ciertas aplicaciones. **Glymax** provee un alto grado de inhibición de lutitas, estabilidad de la pared del pozo, alta temperatura y presión, control de pérdida de fluido y lubricación.

Tratamiento

Al diseñar el sistema de tal manera que el punto de nube del glicol **Glymax** coincida con la temperatura al interior del pozo se obtiene máximo beneficio. Por encima de esta temperatura, el glicol forma un tipo de micro emulsión a la que se la conoce con nombre de "emulsión de lodo térmicamente activada". Este efecto contribuye a la estabilización de la pared del pozo de 3 maneras distintas: adsorción química, micro-emulsión y taponamiento de poros inestables y mejora del filter-cake.

Presentación

Glymax se entrega en tambores de 205 L.

Precauciones

Revise la hoja de seguridad del producto para información detallada sobre manejo, almacenamiento, transporte y medidas de seguridad.

Disponibilidad

Glymax está disponible. Contáctese con QMAX ECUADOR S.A. para sus requerimientos.

Hoja técnica del maxdrill



HOJA DE DATOS DEL PRODUCTO **Maxdrill**

Introducción

Es un inhibidor de arcilla de base polímero que se utiliza en los fluidos perforación, es soluble en agua.

Descripción del producto

Es un líquido claro. Apacible

Naturaleza Química

Catiónico, Multivalente Amiras orgánico non-volátil en el agua.

Propiedades Físicas y Químicas

Forma	Líquido
Color	Transparente
Densidad (g/cc25 °C)	1.07
Solubilidad	100% soluble
pH	6-8

Aplicaciones

Maxdrill es un inhibidor de arcillas para formaciones sensibles al agua. Tiene un fácil intercambio iónico que permite la sustitución fácil en los sitios del intercambio el ion de sodio, que permite la hidratación del agua. La prueba de la succión capilar ilustra las propiedades de inhibición de arcilla de **Maxdrill**. Estas pruebas ilustran la inhibición a las concentraciones tan bajo como 0.005%. además a mostrado que presenta una estabilidad química.

Tratamiento

Las concentraciones normales que se utiliza en el campo es de 0.3% a 0.6%. **Maxdrill** esta diseñado para ser utilizado en rangos de pH de 10,5 o menos. Al utilizar en rangos de pH mayor que 10,5 reduce su efectividad y requerida de una cantidad mayor de la misma.

Presentación

Maxdrill se encuentra disponible en tambores de 55 galones.

Precauciones

Revise la hoja de seguridad del producto para información detallada sobre manejo, almacenamiento, transporte y medidas de seguridad.

Disponibilidad

El **Maxdrill** está disponible. Contactese con QMAX ECUADOR S.A. para sus requerimientos

Anexo 8.

Hoja técnica del QLube



HOJA DE DATOS DEL PRODUCTO

Q'Lube

Introducción

Q'Lube es usado donde las situaciones de torque arrastre y/o pegamiento diferencial quieren ser evitadas, como cuando se perfora un pozo altamente desviado con una alta diferencial de presión.

Descripción del producto

Lubricante multipropósito con particular aplicación en áreas donde las regulaciones ambientales prohíben el uso de lubricantes a base de petróleo.

Composición química

Aditivos poliméricos seleccionados y concentrados.

Propiedades físicas y químicas

Peso específico	1.016 kg/m ³
Solubilidad en agua	Ligeramente soluble
pH al 3% sol.	8.75

Aplicación

Este producto es utilizado para prevenir la adherencia de recortes en la tubería, resiste contaminaciones, y es químicamente estable a temperaturas de mas de 450 °F, reduce la tendencia a embolamiento de la barrena cuando se perforan arcillas tipo Gumbo.

Tratamiento

Q'Lube se emplea en concentraciones del orden de 2..a 50 l/m³, dependiendo de la severidad del problema o mantenimiento aplicable.

Presentación

Q'Lube se presenta en tambores de 208 L.

Precauciones

Revise la hoja de seguridad del producto para información detallada sobre manejo, almacenamiento, transporte y medidas de seguridad.

Disponibilidad

Q'Lube está disponible. Contáctese con QMAX ECUADOR S.A. para sus requerimientos.