EVALUACIÓN DE EFECTIVIDAD DE INHIBIDORES BASE AMINA – PHPA EN EL LODO UTILIZADO EN CAMPO OPÓN

JOHN ALEJANDRO HERNÁNDEZ GARCIA

UNIVERSIDAD DE CIENCIAS APLICADAS Y AMBIENTALES - U.D.C.A
VICERRECTORIA DE INVESTIGACIONES
FACULTAD DE CIENCIA Y TECNOLOGIA
PROYECTO TRABAJO DE GRADO
BOGOTÁ
2014

EVALUACIÓN DE EFECTIVIDAD DE INHIBIDORES BASE AMINA – PHPA EN EL LODO UTILIZADO EN CAMPO OPÓN

JOHN ALEJANDRO HERNÁNDEZ GARCIA

Proyecto trabajo de grado para optar el título de Químico

Director:
Sergio Andrés Patiño Químico.

UNIVERSIDAD DE CIENCIAS APLICADAS Y AMBIENTALES - U.D.C.A
VICERRECTORIA DE INVESTIGACIONES
FACULTAD DE CIENCIA Y TECNOLOGIA
PROYECTO TRABAJO DE GRADO
BOGOTÁ
2014

TABLA DE CONTENIDO

pág.

INTRODUCCION 12

OBJETIVOS 22

1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA 23

1.1 GENERALIDADES CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA 23
1.2 UBICACIÓN GEOGRAFICA CAMPO OPÓN 23
1.3 GEOLOGIA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA 24
1.4 ESTRATIGRAFÍA GENERAL 26
1.4.1 Formación Basamento (Pre-cretácico) 28
1.4.2 Formaciones guaduas-tune (oligoceno indiferenciado) 28
1.4.3 Formaciones zorro-diamante (mioceno–plio-pleistoceno) 29
1.4.4 Depósitos cuaternarios 29

2. QUÍMICA DE ARCILLAS 30

2.1 QUÍMICA BÁSICA DE LAS ARCILLAS 31
2.2 CLASIFICACIÓN DE LAS ARCILLAS 32
2.3 GRUPOS MINERALES ARCILLOSOS 33
2.3.1 Arcillas montmorilloníticas (arcillas de tres capas) 33
2.3.2 Ilitas (arcillas de tres capas) 35
2.3.3 Cloritas (arcillas de tres capas) 35
2.3.4 Kaolinitas (arcillas de dos capas) 36
2.4 INFLUENCIA CATIÓNICA SOBRE LA HIDRATACIÓN 37

3. FLUIDOS DE PERFORACIÓN 39

3.1 FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN 39
3.1.1 Remoción de los cortes del pozo 39
3.1.2 Suspensión y descargas de cortes 40
3.1.3 Control de presiones de la formación 40
3.1.4 Control de formaciones permeables 40
3.1.5 Estabilidad del pozo 40
3.1.6 Minimización de los daños de la formación 40
3.1.7 Enfriamiento, lubricación y sostenimiento del equipo de fondo (BHA) 40
3.1.8 Transmisión de energía hidráulica a herramienta y broca 40
3.1.9 Control de la corrosión 41
3.2 PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACION 41
3.2.1 Limpieza del hueco 41

3.2.2 Problemas debidos a arcillas 41
3.2.3 Rimado y rimado en reversa 41
3.2.4 Embotamiento 41
3.2.5 Pega de tubería 42
3.3 PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN EN FORMACIÓN CAMPO OPÓN 42
3.4 COMPONENTES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA 43
3.4.1 Clasificación de los fluidos a base de agua 44
3.4.2 Criterio para la selección del fluido de perforación a base de agua 44
3.4.3 Principales componentes de los fluidos base agua 45
3.4.4 Sistema de polímeros en el fluido de perforación base agua 46
3.4.4.1 Clasificación de los polímeros 47
3.4.4.2 Efectos del pH en el polímero 53
3.4.5 Efectos de los componentes inhibitorios en las arcillas 54
3.4.5.1 Comportamiento de las aminas 54
3.4.5.2 Reacciones de la arcilla con iones aminas 55
3.4.6 Comportamiento poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPA) 56
3.5 CONFORMACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AMINA-PHPA 58
3.5.1 Controlador de pH 58
3.5.2 Densificantes 58
3.5.3 Viscosificantes 59
3.5.4 Controladores del filtrado 59
3.5.5 Inhibidores de arcillas 59
3.5.6 Lubricante 60

4. DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS Y PROCEDIMIENTO PRUEBAS DE LABORATORIO 61

4.1 PRUEBAS DE LABORATORIO EN LOS FLUIDOS 61
4.1.1 Densidad 61
4.1.1.1 Medición de Densidad (Procedimiento) 62
4.2 PROPIEDADES REOLOGICAS 62
4.2.1 Medición de reología 63
4.2.2 Procedimiento para la determinación de la viscosidad aparente, la viscosidad plástica y el punto cedente 64
4.3 PÉRDIDA DE FILTRADO API 65
4.3.1 Medición de pérdida de filtrado API 65
4.3.2 Procedimiento prueba filtro prensa 66
4.4 CONTENIDO DE LÍQUIDOS Y SÓLIDOS 67
4.4.1 Procedimiento prueba retorta 68
4.5 CONCENTRACIÓN IÓNICA DE HIDRÓGENO (pH) 69
4.5.1 Medidor de pH digital. 69
4.5.2 Procedimiento prueba medidor pH digital 69
4.6 PRUEBAS QUÍMICAS 70

4.6.1 Alcalinidad de filtrado (Pf y Mf) 70
4.6.1.1 Equipo prueba alcalinidad de filtrado 70
4.6.1.2 Procedimiento para determinar la alcalinidad de filtrado (Pf / Mf) 71
4.6.2 Contenido de cloruros 71
4.6.2.1 Equipo prueba contenido de cloruros 71
4.6.2.2 Determinación de contenido de cloruros 72
4.6.3 Dureza de calcio. 72
4.6.3.1 Equipo prueba dureza del calcio 73
4.6.3.2 Procedimiento para determinar la dureza del calcio 73
4.7 PRUEBAS ESPECÍFICAS 73
4.7.1 Capacidad de azul de metileno o MBT (Capacidad de intercambio catiónico). 74
4.7.1.1 Procedimiento prueba de azul de metileno 75
4.7.1.2 Capacidad de intercambio catiónico para las lutitas 77
4.7.2 Equipo dinámico de hinchamiento lineal 77
4.7.3 Prueba de tiempo de succión capilar (CST) 78
4.7.3.1 Equipo 79
4.7.3.2 Procedimiento 79
4.7.4 SEM (Microscopia electrónica de barrido) 81
4.7.4.1 Descripción del equipo 81
4.7.4.2 Diagrama de funcionamiento 82

5. PRUEBAS PARA EL DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN 83

5.1 ESTADO MECÁNICO Y LODO UTILIZADO 83
5.1.1 Fase I 83
5.1.2 Fase II 84
5.2 ANÁLISIS CUANTITATIVO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA 86
5.2.1 Costos y Resultados de laboratorio en la elaboración del diseño del fluido de perforación 90
5.2.2 Costo de la operación sin la aplicación del fluido propuesto 100
5.2.2.1 Embotamiento broca 100
5.2.2.2 Pega de tubería 100
5.2.2.3 Herramienta de Indicador de punto libre 100
5.2.2.4 Backoff 100
5.2.2.5 Fishing 100
5.2.2.6 Side Track 101

6. ANÁLSIS DE RESULTADOS DE PRUEBAS ESPECÍFICAS DEL LODO BASE AMINA – PHPA 103

6.1 RECOLECCIÓN DE SÓLIDOS PERFORADOS 103
6.2 SELECCIÓN DE MUESTRAS PARA PRUEBAS 104
6.3 TRATAMIENTO DE LAS MUESTRAS SELECCIONADAS 104

6.3.1 Tratamiento de muestras para MBT y CST 104
6.4 CAPACIDAD DE AZUL DE METILENO (MBT) PARA SÓLIDOS PERFORADOS 105
6.4.1 Muestras seleccionadas para CEC 106
6.4.2 Análisis de resultados 109
6.4.3 MBT del fluido de perforación a condiciones de superficie 109
6.4.3.1 Resultados 110
6.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS 113
6.5.1 Formación Real 113
6.5.2 Formación Colorado 114
6.5.3 Formación Mugrosa 115
6.5.4 Formación Esmeraldas 116
6.5.5 Formación La Paz 117
6.5.6 Formación Lizama 118
6.5.7 Muestra patrón arcilla bentonita 119
6.6 TIEMPO DE SUCCIÓN CAPILAR (CST) 120
6.6.1 Análisis de resultados 123
6.7 HINCHAMIENTO LINEAL 124
6.7.1 Análisis de resultados 125
6.7.1.1 Bentonita comercial (Arcilla) 125
6.7.1.2 Formación Real 126
6.7.1.3 Formación Colorado 127
6.7.1.4 Formación Mugrosa 128
6.7.1.5 Formación Esmeraldas 129
6.7.1.6 Formación La paz 130
6.7.1.7 Formación Lizama 131
6.8 ANÁLISIS MICROSCOPIO DE BARRIDO ELECTRONICO (SEM) 132
6.8.1 Campo Opón profundidad 2910 - 2950 ft 134

CONCLUSIONES 140

RECOMENDACIONES 142

BIBLIOGRAFIA 143

IMPACTO ESPERADO 145

ANEXOS 146

LISTA DE GRAFICAS

Pág.

Gráfica 1. Reología con concentración mínima 94
Gráfica 2. Reología con concentración media 94
Gráfica 3. Reología fluido de perforación No1 98
Gráfica 4. Reología fluido de perforación No2 98
Gráfica 5. Reología fluido de perforación No3 98
Gráfica 6. Resultados de la capacidad de intercambio catiónico de la formación Real 113
Gráfica 7. Resultados de la capacidad de intercambio catiónico de la formación Colorado 114
Gráfica 8. Resultados de la capacidad de intercambio catiónico de la formación Mugrosa 115
Gráfica 9. Resultados de la capacidad de intercambio catiónico de la formación Esmeraldas 116
Gráfica 10. Resultados de la capacidad de intercambio catiónico de la formación La Paz 117
Gráfica 11. Resultados de la capacidad de intercambio catiónico de la formación La Lizama 118
Gráfica 12. Resultados de la capacidad de intercambio catiónico de la muestra patrón arcilla bentonita 119
Gráfica 13. Porcentaje de inhibición de las formaciones y bentonita con fluido de perforación base Amina – PHPA 120
Gráfica 14. Tiempos de Succión Capilar para las formaciones del Campo Opón 122
Gráfica 15. Porcentaje de inhibición del fluido base Amina – PHPA para las formaciones del Campo Opón 124
Gráfica 16. Hinchamiento lineal bentonita 126
Gráfica 17. Hinchamiento lineal Formación Real 127
Gráfica 18. Hinchamiento lineal Formación Colorado 128
Gráfica 19. Hinchamiento lineal Formación Mugrosa 129
Gráfica 20. Hinchamiento lineal Formación Esmeraldas 130
Gráfica 21. Hinchamiento lineal Formación la paz 131
Gráfica 22. Hinchamiento lineal Formación Lizama 132

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Arcillas encontradas comúnmente 37
Tabla 2. Radios iónicos y radios de hidratacióndе los cationes comunes 38
Tabla 3. Problemas presentados Pozo CO 31 42
Tabla 4. Problemas presentados Pozo CO 33 43
Tabla 5. Criterios de selección 45
Tabla 6. Principales componentes de fluidos base agua 46
Tabla 7. Radios iónicos y radios de hidratación 54
Tabla 8. Tabla de conversión para las unidades de densidad 62
Tabla 9. CEC de las arcillas 74
Tabla 10. Formulación lodo fase I campo Opón 83
Tabla 11. Propiedades del fluido fase I campo Opón 84
Tabla 12. Formulación lodo fase II campo Opón 85
Tabla 13. Propiedades lodo fase II campo Opón 86
Tabla 14. Volumen de superficie 90
Tabla 15. Volúmenes requeridos para la perforación del campo Opón formaciones Zorro – Diamante 91
Tabla 16. Costo del fluido de perforación del campo Opón. 91
Tabla 17. Productos a utilizar para fluido de perforación y costo X Lb 92
Tabla 18. Resultados en concentraciones mínima y media 93
Tabla 19. Productos y concentraciones fluido de perforación No 1, 2 y 3 95
Tabla 20. Resultados fluidos de perforación No 1, 2 y 3 97
Tabla 21. Costo del diseño del fluido de perforación base Amina - PHPA 99
Tabla 22. Costo de fluido de perforación de la sección 100
Tabla 23. Costos adicionales en la perforación con fluido utilizado 101
Tabla 24. Comparación de costos fluido utilizado con fluido de perforación base Amina – PHPA 102
Tabla 25. Muestras seleccionadas para pruebas 104
Tabla 26. Grado de reactividad de la arcilla según su capacidad de intercambio catiónico 106
Tabla 27. Resultados pruebas capacidad intercambio catiónico. 107
Tabla 28. Grado de reactividad de la arcilla según MBT. 108
Tabla 29. Resultados pruebas capacidad azul de metileno. 108
Tabla 30. Componentes y concentraciones del fluido de perforación 110
Tabla 31. Resultados prueba de azul de metileno al fluido de perforación 111
Tabla 32. Resultados de la Formación Real 113
Tabla 33. Resultados de la Formación Colorado 114
Tabla 34. Resultados de la Formación Mugrosa 115
Tabla 35. Resultados de la Formación Esmeraldas 116

Tabla 36. Resultados de la Formación la Paz 117
Tabla 37. Resultados de la Formación Lizama 118
Tabla 38. Resultados de la arcilla bentonita 119
Tabla 39. Porcentaje de inhibición de las formaciones y bentonita con fluido de perforación base Amina – PHPA 119
Tabla 40. Resultados tiempo succión capilar 121

LISTA DE FIGURAS

pág.

Figura1. Ubicación campo Opón, cuenca del valle medio del Magdalena y área de estudio 24
Figura2. Columna estratigráfica generalizada, cuenca del valle medio del Magdalena 25
Figura3. Columna estratigráfica cuenca del valle medio del Magdalena 27
Figura4. Hidratación de la arcilla por el agua a través del enlace de Hidrógeno 32
Figura5. Partícula de montmorillonita idealizada 33
Figura6. Sustitución de Al^{+3} por Mg^{+2} causando una partícula cargada negativamente 34
Figura7. Estructura de la esmectita 35
Figura8. Comparación de estructuras de arcillas 36
Figura9. Sistema de circulación de fluido de perforación 39
Figura10. Poliacrilato de sodio 47
Figura11. Diagrama del SPA y las arcillas 48
Figura12. Estructura de la Glucosa 48
Figura13. Estructura de la Amilosa 49
Figura14. Estructura de la Amilopectina 50
Figura15. Estructura de la goma xantana 51
Figura16. Estructura de la Celulosa 52
Figura17. Estructura de Carboximetilcelulosa de sodio, G.S. = 1,0 52
Figura18. Grupo carboxilo ionizado 53
Figura19. Solubilización del polímero 53
Figura20. Clasificación de las Aminas 55
Figura21. Estructura de Acrilato / acrilamida de sodio 57
Figura22. Estructura de Acrilato / acrilamida de sodio 57
Figura23. Balanza Lodos 61
Figura24. Viscosímetro rotativo 63
Figura25. Curva típica de caudales para un lodo de perforación 64
Figura26. Filtro prensa API 66
Figura27. Retorta 68
Figura28. Medidor pH digital 69
Figura29. Equipo MBT 75
Figura30. Ensayos por gotas – Titulación con azul de Metileno 76
Figura31. Equipo dinámico de Hinchamiento Lineal 77
Figura32. Equipo de CST 79
Figura33. Ejemplo de resultado CST 80
Figura34. Microscopio Electrónico de Barrido 81
Figura35. Estado mecánico Pozo Campo Opón 87

Figura36. Distribución volúmenes del pozo 89
Figura37. Volumen del tanque de lodos 90
Figura38. Toma muestras en zaranda 103
Figura39. Recolección de muestras 103
Figura40. Tratamientos de muestras para MBT y CST. 105
Figura41. Muestras de formaciones campo Opón 106
Figura42. Registro fotográfico del CEC de la formación Lizama 109
Figura43. Registro fotográfico de la prueba de azul de metileno al fluido de perforación 112
Figura44. Prueba de Hinchamiento Lineal 125
Figura45. Pastilla hinchamiento con agua e hinchamiento con fluido base Amina-PHPA de la bentonita 126
Figura46. Pastilla hinchamiento con agua e hinchamiento con fluido base Amina-PHPA de la formación Real 127
Figura47. Pastilla hinchamiento con agua e hinchamiento con fluido base Amina-PHPA de la formación Colorado 128
Figura48. Pastilla hinchamiento con agua e hinchamiento con fluido base Amina-PHPA de la formación Mugrosa 129
Figura49. Pastilla hinchamiento con agua e hinchamiento con fluido base Amina-PHPA de la formación Esmeraldas 130
Figura50. Pastilla hinchamiento con agua e hinchamiento con fluido base Amina-PHPA de la formación la Paz 131
Figura51. Pastilla hinchamiento con agua e hinchamiento con fluido base Amina-PHPA de la formación Lizama 132
Figura52. Detalle de la Ilita. Profundidad 2910 - 2950ft. 134
Figura53. Espectro teórico de la Ilita. 135
Figura54. Espectro composición Ilita. Profundidad 2910 - 2950ft. 135
Figura55. Detalle de la montmorillonita. Profundidad 2910 - 2950ft. 136
Figura56. Espectro teórico de la montmorillonita. 137
Figura57. Espectro composición montmorillonita. Profundidad 2910 - 2950ft. 137

LISTA DE ANEXOS

pág.

Anexo A. Fichas técnicas de los productos químicos usados en la elaboración del fluido de perforación. 144

ABREVIATURAS.

Å	Angstrom
$Pesos/Bbl	Pesos por barril.
°C	Grados Celsius
°F	Grados Fahrenheit
Al^{+3}	Ion aluminio
API	American Petroleum Institute
Bbls	Barriles
$CaCO_3$	Carbonato de calcio
CEC	Capacidad de Intercambio Catiónico
CST	Tiempo Succión Capilar
COT	Carbono Orgánico total
cP	Centipoises
ft	Pies
ft^2	Pies cuadrados
ft^3	Pies cúbicos
g	Gramos
H_2S	Sulfuro de Hidrogeno
In	Pulgada
K^+	Ion potasio
KCl	Cloruro de potasio
Km	Kilómetros

Km^2	Kilómetros Cuadrados
Lb/Bbl	Libras por barril
lpg	Libras por galón
LWD	Registrar mientras se perfora (Logging While Drilling)
m^2	Metros cuadrados
meq/100g	Mili-equivalencia en cien gramos
mf	Alcalinidad Total
mg	Miligramos
min	Minutos
mL	Mililitros
mts	Metros
MWD	Medir mientras se perfora (MeassureWhile Drilling)
MBT	Capacidad Azul de Metileno (Methyl Blue Testing)
NPT	Tiempo no productivo (Non Productive Time)
NaCl	Cloruro de sodio
pf	Alcalinidad Parcial
pH	Potencial de hidrógeno
PHPA	Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada
ppb	Partes por barril
ppm	Partes por millón
Psi	Libras por pulgada cuadrada (Poundsquareinches)
ROP	Velocidad de Penetración

RPM	Revoluciones por Minuto
seg	Segundos
SEM	Microscopia electrónica
VA	Viscosidad Aparente
VMM	Valle Medio del Magdalena
VP	Viscosidad plástica
YP	Punto Cedente (YieldPoint)

GLOSARIO.

ADITIVO DE LODO: cualquier material añadido al lodo con un propósito específico.

CUENCA SEDIMENTARIA: son unidades morfo-estructurales que corresponden a sectores de plataforma recubiertos de sedimentos tras una prolongada subsidencia.

DAÑOS A LA FORMACIÓN: daños a la productividad de un pozo, causado por la invasión de partículas de lodo o filtrados de lodo dentro de la formación. El asfalto del crudo también puede causar daños a ciertas formaciones.

DENSIDAD DEL LODO: es masa por unidad de volumen y puede expresarse de diferentes maneras: libras por galón, libras por pie cubico, peso específico o kilogramos por metro cubico.

DISPERSIÓN DE LAS ARCILLAS: subdivisión de arcillas a partir de cortes se arcillas de mayor tamaño.

EMULSIÓN: mezcla liquida de dos o más sustancias inmiscibles, las emulsiones pueden ser mecánicas, químicas o una combinación de ambas y los tipos de emulsión que existen son normales (aceite dentro de agua) e inversas (agua dentro del aceite).

ESFUERZO DE CORTE: resistencia interna a un esfuerzo aplicado para iniciar flujo. Una acción resultante de las fuerzas aplicadas que causa deslizamiento entre dos partes contiguas de un cuerpo, en una dirección paralela a su plano de contacto.

FILTRACIÓN: proceso de separación en el cual se hace pasar un fluido por un medio poroso o un medio filtrante. En un pozo petrolero ocurren dos tipos de filtración; filtración dinámica durante la circulación y filtración estática cuando el pozo no está circulando.

FILTRADO: es el fluido resultante del proceso de filtración.

ESTRATIGRAFÍA: es la rama de la geología que trata el estudio de las rocas sedimentarias estratificadas, y de la identificación, descripción, secuencia tanto vertical como horizontal.

FLOCULACIÓN: proceso químico mediante el cual, con la adición de sustancias denominadas floculantes, se agrupan las sustancias coloidales presentes en el agua, facilitando de esta forma su decantación y posterior remoción.

FLUIDO: una sustancia que adorna fácilmente la forma del recipiente en el que se coloca. El término incluye líquidos y gases. Se trata de una sustancia en la que la aplicación de cada sistema de esfuerzos (excepto la presión hidrostática producirá una deformación continuamente creciente, sin relación alguna entre el régimen de deformación en cualquier instante y la magnitud de los esfuerzos en ese instante. Los fluidos de perforación son generalmente fluidos no newtonianos y plásticos pocas veces seudoplásticos y raramente dilatantes.

FLUJO DEL FLUIDO: el estado de la dinámica de los fluidos para un fluido en movimiento es determinado por el tipo de fluido (por ej., newtoniano, plástico seudoplásticos, dilatante), las propiedades del fluido tales como la viscosidad y la densidad, la geometría del sistema, y la velocidad. Por lo tanto, bajo determinadas condiciones y propiedades del fluido, el flujo puede ser descrito como flujo tapón, flujo laminar (también llamado flujo newtoniano, ordenado, paralelo, o viscoso) o flujo turbulento.

FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN: la función más importante de los fluidos de perforación en la perforación rotatoria es transportar los recortes desde el fondo del pozo hasta la superficie. Algunas otras funciones importantes incluyen: controlar las presiones sub-superficiales, enfriar y lubricar la broca y la columna de perforación, depositar un revoque impermeable, etc.

GRAVEDAD API: medida utilizada por el instituto americano de petróleo para determinar la calidad del petróleo.

HINCHAMIENTO: efecto por el cual una sustancia adquiere agua por absorción y/o adsorción e incrementa su tamaño.

INFLUJO: aporte de fluido de la formación hacia el pozo, porque la presión de formación es mayor que la presión hidrostática del pozo.

INHIBIDORES: sustancias como sales que se agregan al fluido, para que el filtrado del fluido de perforación puede prevenir o reventar la hidratación de las arcillas.

INVASIÓN DE FILTRADO: desplazamiento de fluidos de formación por fluidos externos, como fluidos de perforación o completamiento.

LIGNOSULFONATOS: aditivo orgánico utilizado como controlador de filtrado, inhibidor de arcillas y des floculante en fluidos de perforación base agua.

LODO: un fluido de perforación base agua o aceite cuyas propiedades han sido modificadas por sólidos – comerciales y/o nativos, disueltos y/o suspendidos.

LUTITA: roca sedimentaria detrítica que está integrada por partículas del tamaño de la arcilla y del limo.

MUESTRAS: recortes extraídos del fluido de perforación cuando sale del pozo, para obtener información geológica. Los recortes son lavados, secados y marcados con la profundidad.

PEGA: la tubería de perforación, la tubería de revestimiento, u otros dispositivos pueden quedar bloqueados en el pozo. Puede ocurrir durante la perforación mientras que se mete la tubería de revestimiento en el pozo o cuando se levanta la tubería de perforación.

PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN: pérdida de fluido de perforación dentro de la formación, a través de fisuras, medios porosos o fracturas.

PÉRDIDA DE FLUIDO (FILTRADO): se presenta a través de formaciones o membranas permeables cuando este fluido de perforación es sometido a una presión diferencial.

PERMEABILIDAD: constituye una medida de la capacidad de una roca para transmitir un fluido de una fase en condiciones de flujo laminar.

POROSIDAD: cantidad de espacio vacío en una roca de formación, generalmente expresada como porcentaje de vacío por volumen total. La porosidad absoluta se refiere a la cantidad total de espacio poral en una roca, independientemente de que este espacio pueda o no ser sujeto a la penetración del fluido. La porosidad efectiva se refiere a la cantidad de espacios porales conectados, el espacio disponible para la penetración de fluido.

PRESIÓN HIDROSTÁTICA: la ejercida por una columna de fluido en reposo y es una función de la densidad y la altura de la columna de fluido, generalmente expresada en libras por pulgada cuadrada (psi).

PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA (TVD): es la profundidad medida desde superficie hasta el fondo, en un ángulo de 90 grados con respecto a la horizontal.

PROPIEDADES TIXOTRÓPICAS: capacidad del fluido para desarrollar un esfuerzo de gel con el tiempo, pero que puede volverse a un estado líquido con la agitación mecánica de este.

REOLOGÍA: es el estudio de la manera en que la materia se deforma y fluye, analiza principalmente la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, y el impacto que estos tienen sobre las características de flujo dentro de los materiales tubulares y los espacios anulares.

REVOQUE: torta generada en la cara del pozo por materiales sellantes de los fluidos de perforación.

TIEMPO DE SUCCIÓN CAPILAR (CST): los estudios de filtración CST de sistemas acuosos utilizan la presión de succión capilar de un papel poroso, lo cual tiene un efecto sobre la filtración. Cuando una suspensión se filtra bajo la influencia de esta presión de succión, la velocidad a la cual el filtrado pasa a través del medio filtrante, desde la suspensión, es controlado predominantemente por la filtrabilidad de la suspensión. El instrumento CST mide automáticamente el tiempo para que el filtrado avance entre los electrodos separados radialmente, cuando un área fija de un papel de filtro especial es expuesta a la suspensión.

TIEMPOS MUERTOS: son los tiempos generados por imprevistos durante la perforación, y que impiden continuar la perforación normal durante lapsos de tiempo.

TORQUE: medida de la fuerza o esfuerzo aplicado a un eje, causando su rotación. Esto se aplica específicamente a la rotación de la tubería de perforación.

VELOCIDAD DE PENETRACIÓN (ROP): o velocidad de penetración; velocidad dada en pies por hora (ft/h), a la cual la broca avanza para perfora el pozo.

INTRODUCCION.

Durante la labor de perforación en un pozo petrolero, existen numerosas actividades que se desempeñan en conjunto para lograr el objetivo final. Uno de los trabajos consiste en seleccionar el fluido de perforación a utilizar durante el desarrollo de la misma. El fluido de perforación es una mezcla de fase continua y fase dispersa, que cumple funciones físico-químicas específicas de acuerdo a las necesidades operativas. El campo Opón ubicado en el departamento de Santander, constituye una de las más grandes e importantes acumulaciones de crudo pesado cuya complejidad geológica es la presencia de arcillas altamente hidratables, que son un reto operacional durante la construcción de hoyos superficiales (ANH, 2009)[1]. Las arcillas son un grupo de rocas sedimentarias de grano fino presentes en la formación perforada de un pozo petrolero. Están compuestas principalmente por Sílice y Aluminio.

Las arcillas forman capas que se sobre ponen debido a la atracción de la carga negativa de las superficies de cada lámina y, la carga positiva de los espacios que se generan entre estas; cuando la atracción es muy débil hay interacción entre los cationes de las arcillas y los presentes en el medio. Esto permite que las moléculas polarizadas del agua entren en contacto con las láminas arcillosas y amplíen la distancia entre ellas, lo que ocasiona la modificación de su estructura y sus propiedades, obteniendo una sustancia viscosa, blanda y sin firmeza. Por limitaciones ambientales deben usarse fluidos de perforación que contengan inhibidores base agua, que por su naturaleza y afinidad con la arcilla, la hidratan al tener contacto con el agua del fluido de perforación. Esta tendencia de hidratación es conocida en la industria petrolera como hinchamiento de arcillas, que ocasionan la reducción del diámetro del pozo perforado y el atascamiento de herramientas en el pozo (CIED, 1997)[4].

Pregunta de investigación.

¿Cómo actúa los inhibidores base Amina y poliacrilamidas aniónicas (PHPA) que son agregados a un lodo de perforación base agua sobre las arcillas que hacen parte del Campo Opón a nivel laboratorio?

Este proyecto busca minimizar fundamentalmente el fenómeno de hinchamiento de arcillas, principal causa de problemas durante las siguientes operaciones de perforación: cementación, punzado, gravel packing, inyección de agua, workover, acidificación, fracturación; causando los siguientes daños: pega de tubería, invasión por filtrado y partículas de lodo, invasión por sobrepresión de lodo, formación de precipitados, daño mecánico por fracturación, incrustaciones orgánicas y inorgánica. Sin un debido control puede conllevar a pérdidas económicas en materia prima, herramientas y daños a la formación.

El presente proyecto permitirá el desarrollo de nuevas alternativas en la formulación del lodo base agua utilizando un inhibidor base amina - PHPA, con el fin de conseguir resultados convenientes a lo largo del proceso de perforación con distribuciones litológicas como las encontradas en el campo Opón.

OBJETIVOS.

OBJETIVO GENERAL.

Evaluar la concentración más eficiente de inhibidor base amina y poliacrilamida aniónica, en la formulación de un lodo base agua que minimice el hinchamiento de arcillas hidratables en formaciones superficiales del campo Opón, basados en resultados a nivel laboratorio.

OBJETIVOS ESPECIFICOS.

- Identificar la estructura, composición y propiedades químicas que caracterizan a las arcillas que hacen parte de las formaciones superficiales del campo Opón.

- Analizar las características químicas de los inhibidores base amina y poliacrilamida en presencia de arcillas hidratables.

- Comparar el comportamiento de cada de una de las concentraciones de inhibidores base Amina – PHPA mediante su estudio en el laboratorio.

- Evaluar las propiedades físico-químicas del inhibidor en un lodo de perforación base agua.

- Establecer los beneficios que se obtienen en el uso de un lodo base agua con inhibidor respecto al usado actualmente en el campo Opón mediante datos obtenidos en laboratorio.

1. REVISIÓN BIBLIOGRAFICA.

La cuenca del valle medio del Magdalena es una cuenca intracordillerana, basculada hacia el oriente, la cual está caracterizada por la presencia de un monoclinal suave, con dirección de buzamiento hacia el sureste, afectado por diferentes estilos estructurales (Geoinvestigaciones, 2009)[10].

En la cuenca del valle medio del Magdalena se presentan de manera clara dos estilos estructurales bien diferenciados: uno en la parte occidental, caracterizado por la presencia de fallas de rumbo, entre las que se destaca un sistema de fallas de orientación suroccidente-nororiente, con movimiento lateral derecho, y entre las cuales se encuentran las Fallas de Cocorná, Casabe y Yarigui-Cantagallo, entre otras, y un segundo sistema con orientación suroriente-noroccidente, con movimiento lateral izquierdo, entre las cuales cabe destacar la Falla Velásquez-Palagua. El otro estilo estructural se localiza en la parte oriental de la cuenca, y se caracteriza por la presencia de importantes fallas de cabalgamiento, sistema que conforma el flanco occidental de la Cordillera Oriental; los cabalgamientos más importantes son las Fallas de Honda, Cambao, Bituima y la Salina.

1.1 GENERALIDADES CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.

AREA: 34.000Km^2.

UBICACIÓN: Entre cordillera central y oriental, limitada por las fallas de Bucaramanga y Cambao.

PRODUCCIÓN: Esta cuenca produce diariamente en promedio cerca de 99.000 bpd de los cuales 65.000 son crudos pesados, 32.000 son crudos medianos y 1.600 son crudos livianos

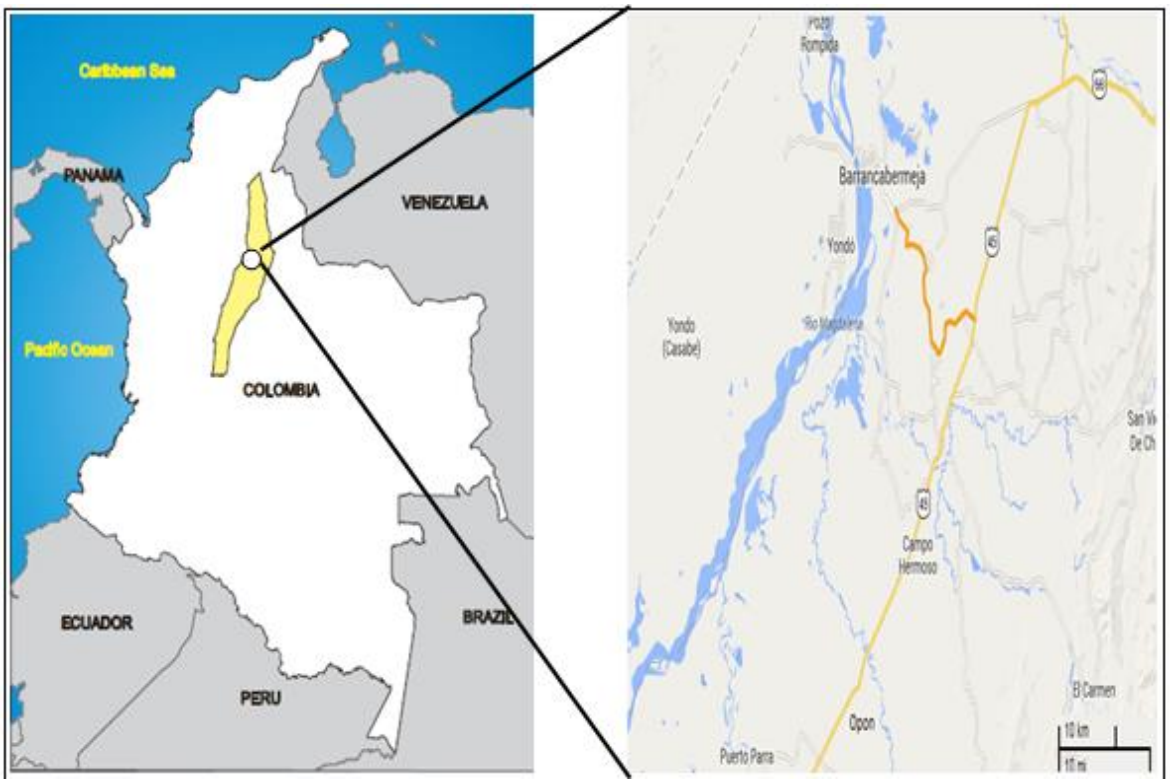
ACEITES: Varían desde 14.1 API a 40 API.

PRINCIPALES CAMPOS: La Cira infantes, la salina, Aguas Blancas, Colorado, Conde, Cristalina, Lizama, Peñas Blancas, llanito, Casabe, Opón, Yarigui – Cantagallo, entre otros (ANH, 2009)[1].

1.2 UBICACIÓN GEOGRAFICA CAMPO OPÓN.

El campo Opón se encuentra ubicado al suroeste de la cuenca del valle medio del Magdalena, sobre la margen oriental del Río Magdalena, en la parte occidental del Municipio de Puerto Boyacá (Figura 1).

Figura 1. Ubicación campo Opón, cuenca del valle medio del Magdalena y área de estudio.

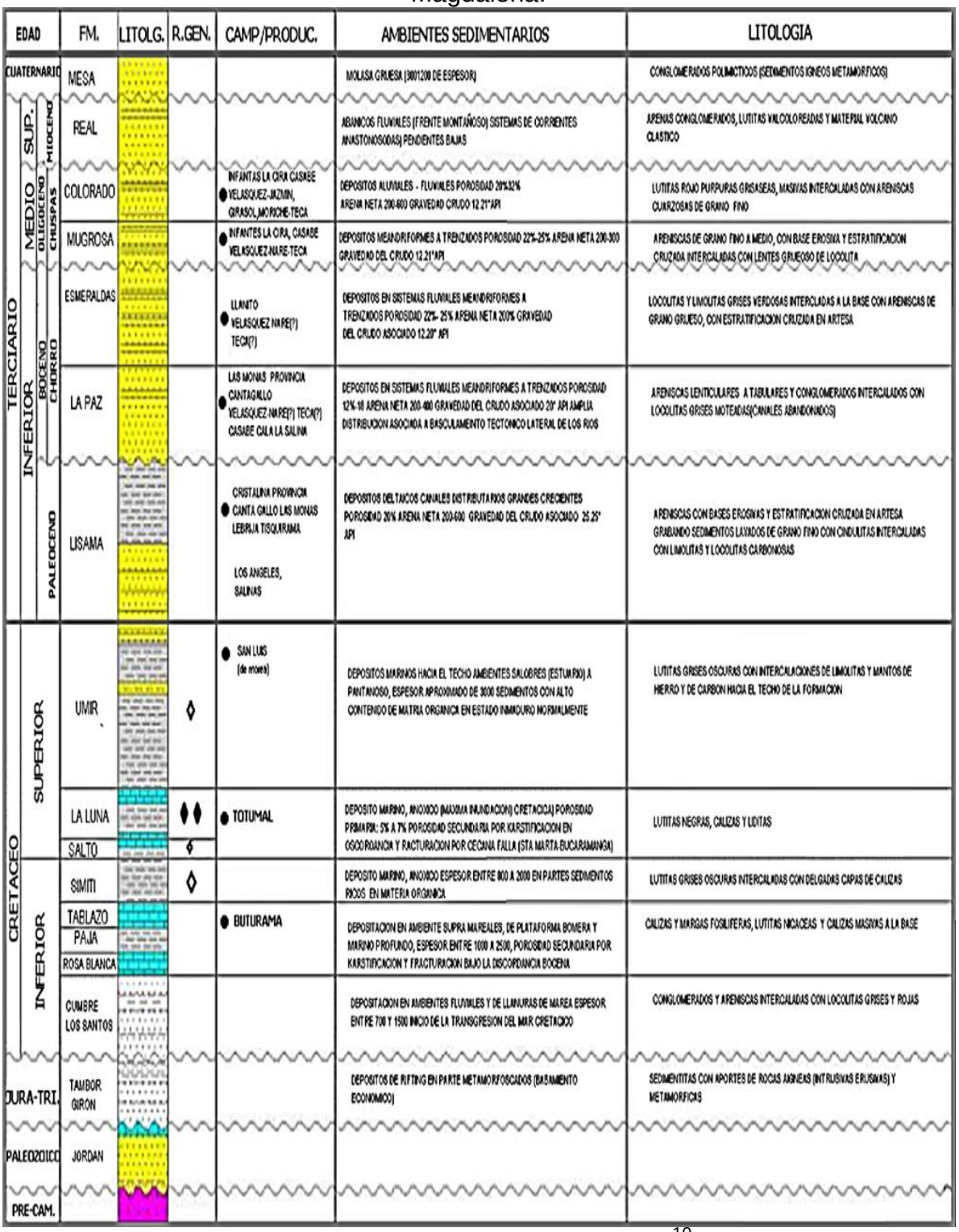


Fuente:(AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca del valle medio del Magdalena, 2009)[1] Modificada por el autor.

1.3 GEOLOGIA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.

A continuación se encuentra las generalidades de la geología en la cuenca del valle medio del Magdalena, haciendo especial énfasis en la geología estructural, estratigrafía y geología del petróleo; con el fin de conocer las propiedades de la roca y sus principales características (Geoinvestigaciones,2009)[10].En la estratigrafía se describen brevemente las formaciones presentes en la cuenca que van desde el Jurásico hasta el Neógeno, haciendo referencia a sus espesores, ambiente de depósito y correlación. La columna estratigráfica de la cuenca se muestra a continuación en la Figura 2.

Figura 2. Columna Estratigráfica generalizada, cuenca del valle medio del Magdalena.



Fuente: (Geoinvestigaciones, 2009)[10].

1.4 ESTRATIGRAFÍA GENERAL.

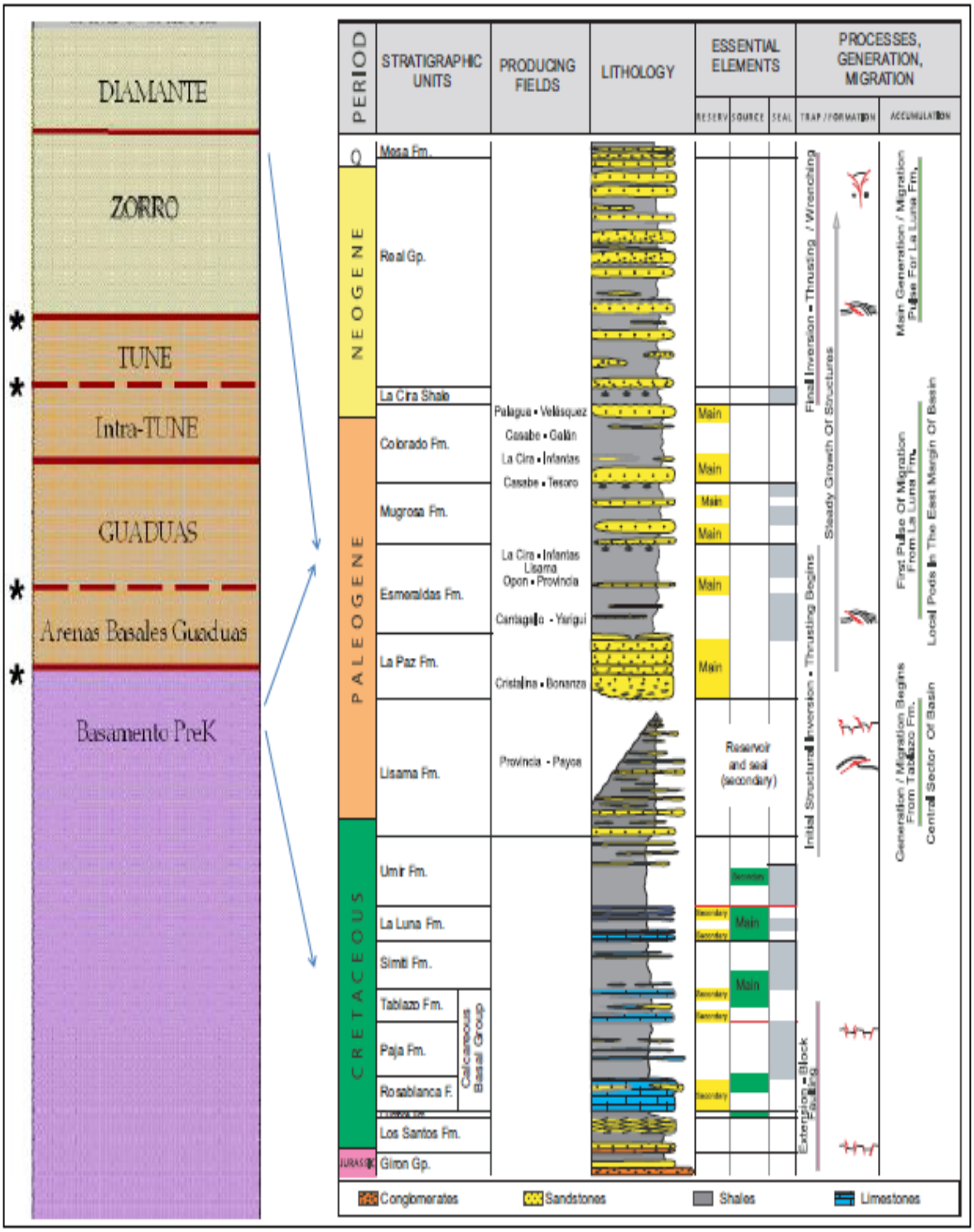
La sección sedimentaria presente en la cuenca del valle medio del Magdalena está constituida por rocas cuyas edades varían entre el Paleozoico y el Reciente, las cuales reposan discordantemente sobre un complejo de rocas ígneas y metamórficas de edad Paleozoico y Precámbrico (Figura 3).

Para efectos de exploración de hidrocarburos, las rocas del Jurásico y Triásico (conocidas como el Grupo Girón), son consideradas el basamento no económico, puesto que en ningún lugar de la cuenca se han encontrado dentro de ellas indicios de generación, migración o entrampamiento de hidrocarburos. La Figura3 también muestra que las unidades del Cretácico y el Paleoceno conforman una megasecuencia, constituida: en la base por areniscas y lutitas depositadas en ambientes fluviales a transicionales; hacia la parte media por sedimentos marinos, tanto de aguas someras como profundas, predominantemente shales y calizas ricas en materia orgánica, especialmente dentro de la Formación La Luna (principal roca generadora de la cuenca del valle medio); hacia el tope nuevamente se presentan sedimentitas depositadas en ambientes marinos someros y transicionales (Geoinvestigaciones, 2009)[10].

La Megasecuencia anteriormente descrita reposa discordantemente sobre las unidades de edad Pre-Cretácica y su tope también es discordante con las rocas suprayacentes de edad Terciario; esta Megasecuencia se halla presente hacia el norte y oriente de la cuenca del valle medio del Magdalena, y está ausente en el sector suroccidental de la misma.

Las diferentes unidades depositadas desde el Eoceno Tardío hasta el Reciente son de ambientes netamente continentales; los sedimentos depositados durante el Eoceno y el Oligoceno están constituidas por areniscas y arcillolitas.

Figura 3. Columna estratigráfica cuenca del valle medio del Magdalena.



Fuente: (AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca del valle medio del Magdalena, 2009)[1].

1.4.1 Formación Basamento (Pre-cretácico). Está conformado por rocas ígneas y metamórficas, y en algunas ocasiones presenta hacia el tope niveles meteorizados, los cuales indican una exposición subaérea antes de la sedimentación de rocas terciarias. Los minerales más comunes en las rocas ígneas son los feldespatos (plagioclasas) y cloritas. En algunas ocasiones se presentan rocas metamórficas (cuarcitas, filitas y esquistos), de colores verdes las cuales están compuestas de cuarzo y micas, y localmente presentan inclusiones piríticas. El contacto superior es una discordancia angular de extensión regional, que permite encontrar rocas del Cretácico solamente en sector este de la cuenca hasta el Oligoceno-Mioceno, en el flanco este de la Cordillera Central. En el sector del campo Palagua-Caipal, se encuentran sedimentos terciarios reposando directamente sobre el Basamento (ANH, 2009)[1].

1.4.2 Formaciones guaduas-tune (oligoceno indiferenciado). Los objetivos de producción en el campo Opón y sus alrededores son los estratos arenosos de la parte inferior de la sección sedimentaria, Eoceno Superior – Oligoceno, los cuales en la nomenclatura establecida para el área por la compañía Texaco, corresponden a las formaciones Guaduas Y Tuné; específicamente en el área de Caipal el objetivo principal lo constituyen las Areniscas Basales de la formación Guaduas y en segundo lugar algunos intervalos arenosos de la formación Tuné (Geoinvestigaciones, 2009)[10].

En general las formaciones Guaduas y Tuné están constituidas por sedimentos de origen fluvial, depositados en ambientes dominados por corrientes entrelazadas a meandriformes, conformando una serie interestratificada de estratos arenosos y capas de arcilla. Las areniscas están compuestas principalmente por fragmentos de cuarzo, son poco consolidadas, presentan regular a buena selección, tamaño de grano variable, desde conglomeráticas a finas, con porosidades hasta del orden del 28 %; los cuerpos individuales de arena en general son delgados, alcanzando valores máximos del orden de 40 a 50 ft; las arcillas son principalmente de la familia de las esmectitas, son solubles y se presentan en capas que van desde unos pocos ft hasta 40 o 50 ft. Dentro del área de estudio el espesor de la formación Guaduas puede comprender entre 800 y 1200 ft (Ibid., p. 96)[1].

Como se anotó anteriormente, su contacto inferior con el Basamento es discordante y el contacto superior, con la formación Tuné, parece también ser una discordancia de muy bajo ángulo. La formación Tuné en esta área presenta un espesor bruto que puede variar entre 1300 y 1500 ft; como mencionó anteriormente su base parece reposar discordantemente sobre la formación Guaduas y el tope infrayace también discordantemente bajo la formación Zorro.

Por lo general en este sector de la cuenca las areniscas pertenecientes a la sección Eoceno – Oligoceno, formaciones Guaduas y Tuné, se hallan saturadas

de petróleo y/o agua salada. Es importante anotar que la producción acumulada de aceite en el campo Opón proviene en su totalidad de las arenas basales de la formación Guaduas. Las arenas de la formación Tune tienen una respuesta eléctrica de aceite mucho menor que las arenas basales de la formación Guaduas, además nunca se han probado en el área de estudio (ANH, 2009)[1]

1.4.3 Formaciones zorro-diamante (mioceno–plio-pleistoceno). Compuesta principalmente por una secuencia de intercalaciones de conglomerados y niveles arcillosos. Son sedimentos maduros con una mala selección. Los líticos presentes son de origen ígneo y metamórfico, aunque es común también encontrar rocas de origen volcánico, lo cual sugiere un aporte desde el flanco oriental de la cordillera Central.

La secuencia correspondiente a las formaciones Zorro y Diamante (Mioceno – Plio-Pleistoceno) reposa discordantemente sobre la formación Tuné (Oligoceno) y está compuesta por una intercalación de areniscas, conglomerados y arcillolitas, puesta en estratos que pueden alcanzar espesores superiores a 100 ft; a diferencia de las unidades descritas anteriormente, las areniscas son líticas, friables, de grano grueso conglomeráticas, subredondeadas, presentan pobre selección y están constituidas principalmente por fragmentos de rocas ígneas y metamórficas y en menor proporción cuarzo y chert, con matriz arcillosa. El espesor de estas dos unidades dentro del área es de 3000 ft aproximadamente. Generalmente las areniscas y conglomerados de las formaciones Zorro y Diamante se hallan saturadas de agua dulce (Geoinvestigaciones, 2009)[9].

1.4.4 Depósitos cuaternarios. Sobre las unidades anteriormente descritas y de manera discordante se presentan depósitos recientes de gravas y arenas de origen aluvial, que pueden alcanzar en promedio unos 50 ft de espesor, los cuales fueron depositados por las corrientes actuales.

2. QUÍMICA DE ARCILLAS.

Desde el punto de vista químico y mineralógico, el término “arcilla” se refiere a minerales arcillosos específicos. Estos minerales arcillosos son cristalinos tienen una estructura estratificada de sílice y alúmina. Los minerales arcillosos comunes encontrados en la lutita son la esmectita, la ilita, la clorita y la kaolinita (MI SWACO, 2001)[13].

Estos minerales existen como partículas cristalinas muy pequeñas que corresponden al intervalo de tamaños de arcilla. Los minerales arcillosos tienen la capacidad de adsorber agua y cationes en su superficie. Los minerales arcillosos tienen un pequeño tamaño de partículas y una estructura estratificada o laminar. Por este motivo, los minerales arcillosos tienen una gran superficie específica (superficie específica = superficie por gramo de material). La ilita, clorita y kaolinita son cristales muy pequeños que adsorben agua y cationes en sus superficies externas. Además de adsorber agua y cationes en las superficies externas, la esmectita también adsorbe agua y cationes en las superficies ubicadas entre las capas de su estructura cristalina. La capacidad de adsorción de agua de la esmectita es mucho más grande que la de otros minerales arcillosos. La esméctita es claramente mucho más reactiva que otros materiales minerales arcillosos. Las lutitas que contienen esmectita son las más sensibles al agua y las más hidratables.

La reactividad de una lutita depende de los tipos y de las cantidades de minerales arcillosos presentes en la lutita. Las estructuras cristalinas de la ilita y la esmectita son similares, con una unidad repetida de tres capas compuesta de una capa de alúmina intercalada entre dos capas de sílice. En la esmectita, hay una capa de iones adsorbidos y agua entre las unidades de tres capas formando el cristal. En la ilita, hay una capa de iones potasio, pero no hay agua entre las unidades de tres capas. Además, la ilita tiene una sustitución considerable de átomos de sílice por átomos de aluminio en las capas de sílice, mientras que la esmectita no la tiene (BAKER HUGES, 1998)[3]. Los átomos de potasio en la estructura de ilita no son iones intercambiables pero constituyen una parte fija de la estructura del cristal; sólo los iones en las superficies externas de la ilita son intercambiables.

En la esmectita, los iones entre las capas son intercambiables y pueden componerse de sodio, calcio, magnesio o potasio. Las arcillas esmectita e ilita existen frecuentemente en forma de mineral de capas mixtas. En un mineral de capas mixtas, algunas capas contienen iones intercambiables y agua mientras que otras capas están “aplastadas”, con átomos de potasio entre las capas. La mayoría de la esmectita e ilita presente en los sedimentos marinos y las rocas sedimentarias son arcillas de capas mixtas (Q-MAX 1998)[17].

Los minerales arcillosos de clorita son similares a la arcilla ilita en lo que se refiere a la reactividad. La clorita es un grupo de minerales arcillosos específicos. En general, los minerales de clorita contienen una capa de alúmina intercalada entre dos capas de sílice y una capa de magnesio u óxido de hierro. La clorita no contiene agua entre las capas.

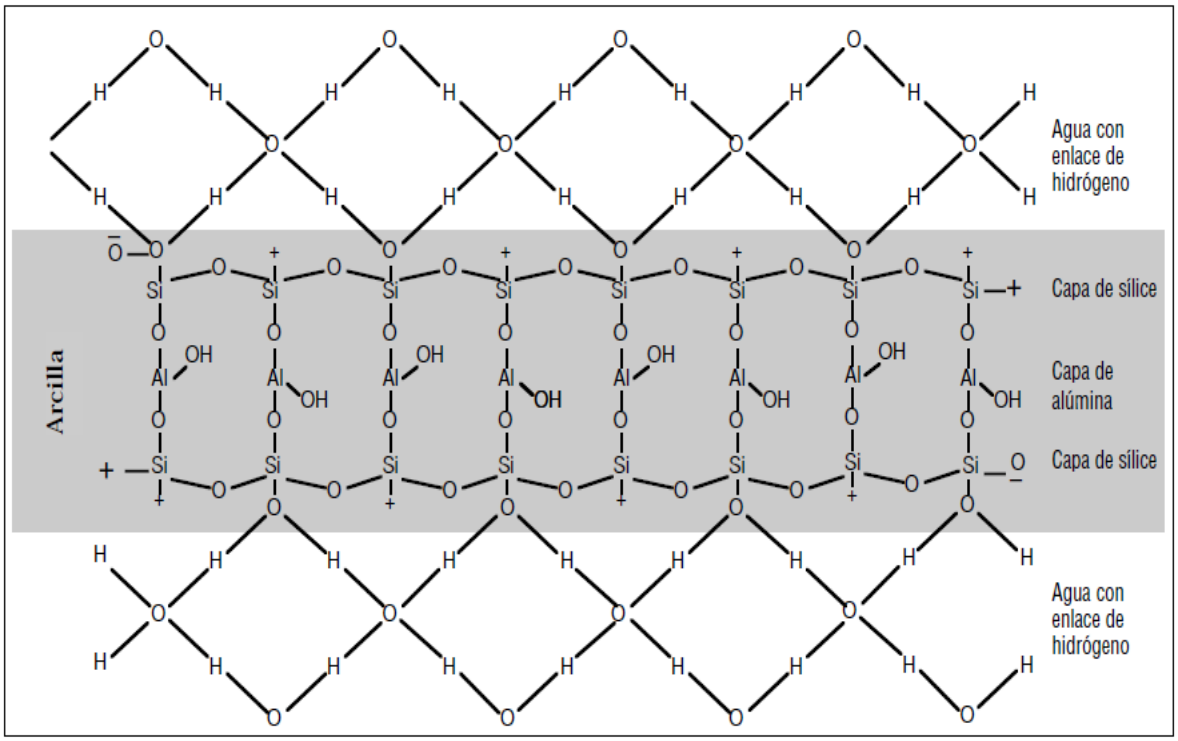
La arcilla kaolinita es menos reactiva que otros minerales arcillosos. Su estructura básica se compone de capas intercaladas de sílice y alúmina. El tamaño cristalino de la kaolinita es típicamente más grande que el tamaño cristalino de la esmectita o ilita, y tiene una superficie específica más pequeña, una capacidad de intercambio catiónico más baja y una menor capacidad de adsorber el agua. La arcilla kaolinita puede dispersarse en los fluidos de perforación base agua (BAKER HUGES, 1998)[3].

2.1 QUÍMICA BASICA DE LAS ARCILLAS.

La polaridad del agua explica algunos de los fenómenos observados en los fluidos de perforación. Las arcillas y las lutitas son estructuras complejas, fuertemente cargadas. La atracción entre las cargas de la molécula de agua y los sitios de carga de las laminillas de arcilla resulta en la hidratación de la arcilla. Las arcillas tienen una fuerte carga negativa en su gran superficie planar y cargas positivas a lo largo de sus bordes finos. El lado de hidrógeno positivo de la molécula de agua es atraído por la gran superficie negativa de la arcilla y formará un enlace de hidrógeno con ésta (MI SWACO, 2001)[13]. Esta adsorción de agua puede tener un espesor de varias capas, esparciendo e hinchando las capas adyacentes de arcilla (Figura 4).

El intercambio catiónico (intercambio de cationes con enlaces iónicos) dentro de una arcilla puede desplazar el agua de hidratación y flocular las partículas de arcilla, porque sus enlaces son más fuertes que los enlaces débiles de hidrógeno del agua. Arcilla también se usa como término general para describir las partículas que tienen un diámetro inferior a 2 micrómetros, las cuales incluyen la mayoría de los minerales arcillosos. Los minerales arcillosos son minerales de silicato alumínico de granos finos que tienen microestructuras bien definidas. En la clasificación mineralógica, los minerales arcillosos están clasificados como silicatos estratificados porque la estructura dominante se compone de camas formadas por capas de sílice y alúmina. Cada capa consta de una estructura laminar y delgada, llamada capa unitaria. La mayoría de los minerales arcillosos tienen una morfología laminar.

Figura 4. Hidratación de la arcilla por el agua a través del enlace de Hidrógeno.



Fuente (MI SWACO, 20012)[13].

2.2 CLASIFICACIÓN DE LAS ARCILLAS.

El primer tipo consta de arcillas en forma de aguja no hinchables como la atapulguita o la sepiolita. Se cree que la forma de las partículas es responsable de la capacidad que la arcilla tiene para aumentar la viscosidad. El tamaño natural de cristales finos y la forma de aguja hacen que la arcilla desarrolle una estructura de "escobillas amontonadas" en suspensión, demostrando así una alta estabilidad coloidal, incluso en la presencia de una alta concentración de electrolitos. Debido a su forma y a sus características no hinchables, estas arcillas demuestran un control de filtración muy débil (Ibip., p. 47)[13].

El segundo tipo son las arcillas laminares no hinchables (o ligeramente hinchables): ilita, clorita y kaolinita, las cuales están descritas más adelante.

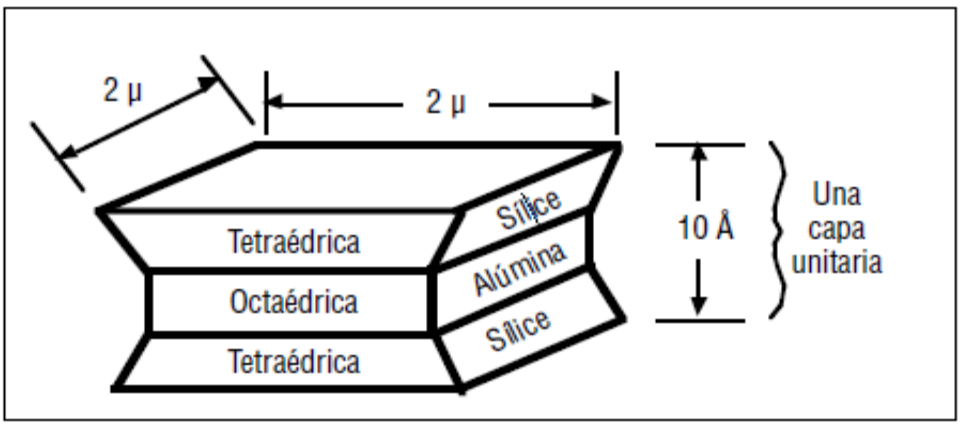
El tercer tipo son las montmorillonitas laminares muy hinchables. El segundo y el tercer tipo de minerales arcillosos se encuentran en las lutitas de las formaciones, en el orden siguiente y en cantidades decrecientes: (1) ilita, (2) clorita, (3) montmorillonita y (4) kaolinita. Como están presentes en las formaciones perforadas, estas arcillas se dispersan en cantidades variables dentro del sistema de fluido de perforación. La montmorillonita presente en las lutitas es

generalmente la montmorillonita cálcica, porque está en equilibrio con el agua de la formación, la cual es generalmente rica en calcio.

La arcilla que existe naturalmente tiene una estructura apilada o estratificada, en la cual cada capa unitaria tiene un espesor de aproximadamente 10 angstroms (Å) (MI SWACO, 2001)[13]. Esto significa que cada milímetro de espesor consta de aproximadamente un millón de capas de arcilla. Cada capa de arcillas es altamente flexible, muy fina, y tiene un área superficial enorme. Se puede considerar que una partícula individual de arcilla es algo parecido a una hoja de papel o un trozo de celofán. Un gramo de montmorillonita sódica tiene un área superficial de capa total de 8.073 ft^2 (750m^2) (Ibip., p. 49)[13].

Las arcillas son generalmente del tipo de dos capas como la kaolinita o del tipo de tres capas como la montmorillonita, la clorita o la ilita. Cada partícula de arcilla laminar se compone de un apilamiento de capas unitarias paralelas. Cada capa unitaria consta de una combinación de hojas de sílice dispuestas tetraédricamente (en pirámide) y hojas de alúmina o magnesia dispuestas octaédricamente (ocho caras). Las arcillas de tres capas se componen de capas unitarias constituidas por dos hojas tetraédricas de cada lado de una hoja octaédrica, en cierto modo como un emparedado (Figura 5). Las arcillas de dos capas se componen de capas unitarias constituidas por una hoja tetraédrica y una hoja octaédrica. Las arcillas pueden ser eléctricamente neutras o estar cargadas negativamente (BAKER HUGES, 1998)[3].

Figura 5. Partícula de montmorillonita idealizada.



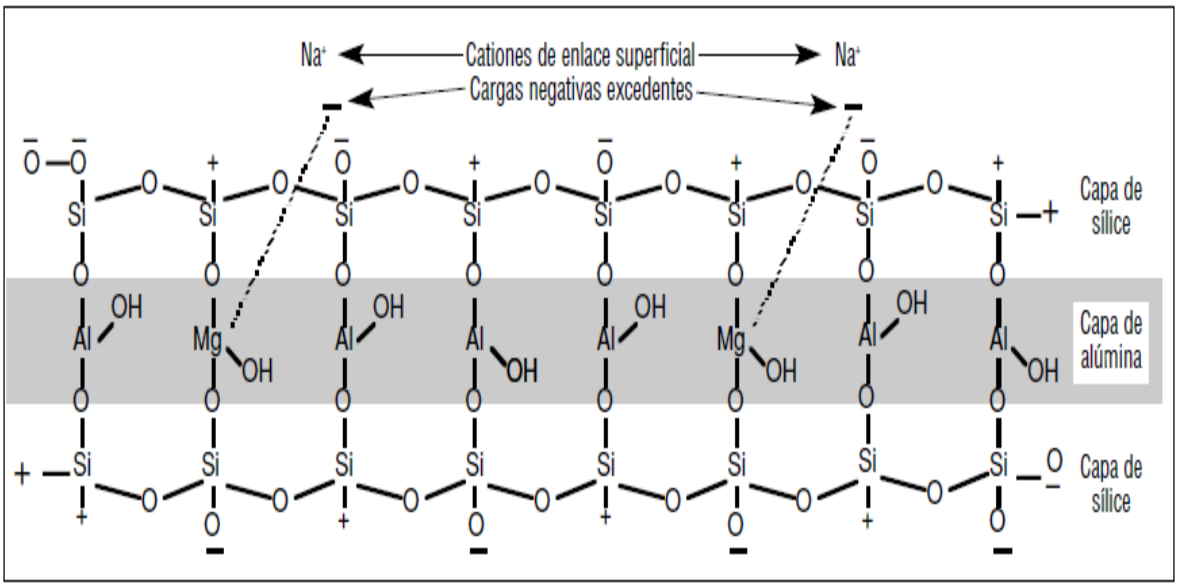
Fuente. (MI SWACO, 2001)[13].

2.3 GRUPOS MINERALES ARCILLOSOS.

2.3.1 Arcillas montmorilloníticas (arcillas de tres capas). Si se sustituye un átomo de aluminio (Al^{+3}) por un solo átomo de magnesio (Mg^{+2}) en la estructura reticular (disposición de los átomos), ésta tendrá un electrón excedente o una

carga negativa (Figura 6). La carga negativa neta es compensada por la adsorción de cationes (iones positivos) en las superficies de la capa unitaria, tanto en las superficies interiores como en las superficies exteriores del apilamiento. Los cationes que se adsorben en las superficies de las capas unitarias pueden ser cambiados por otros cationes y se llaman los cationes intercambiables de la arcilla. La cantidad de cationes por peso unitario de la arcilla se mide y se registra como capacidad de intercambio catiónico (CEC). El catión puede ser un ion de simple carga como el sodio (Na^{+}) o un ion de doble carga como el calcio (Ca^{+2}) o el magnesio (Mg^{+2}) (MI SWACO, 2001)[13]. De este modo, tenemos montmorillonita sódica, montmorillonita cálcica y/o montmorillonita magnésica.

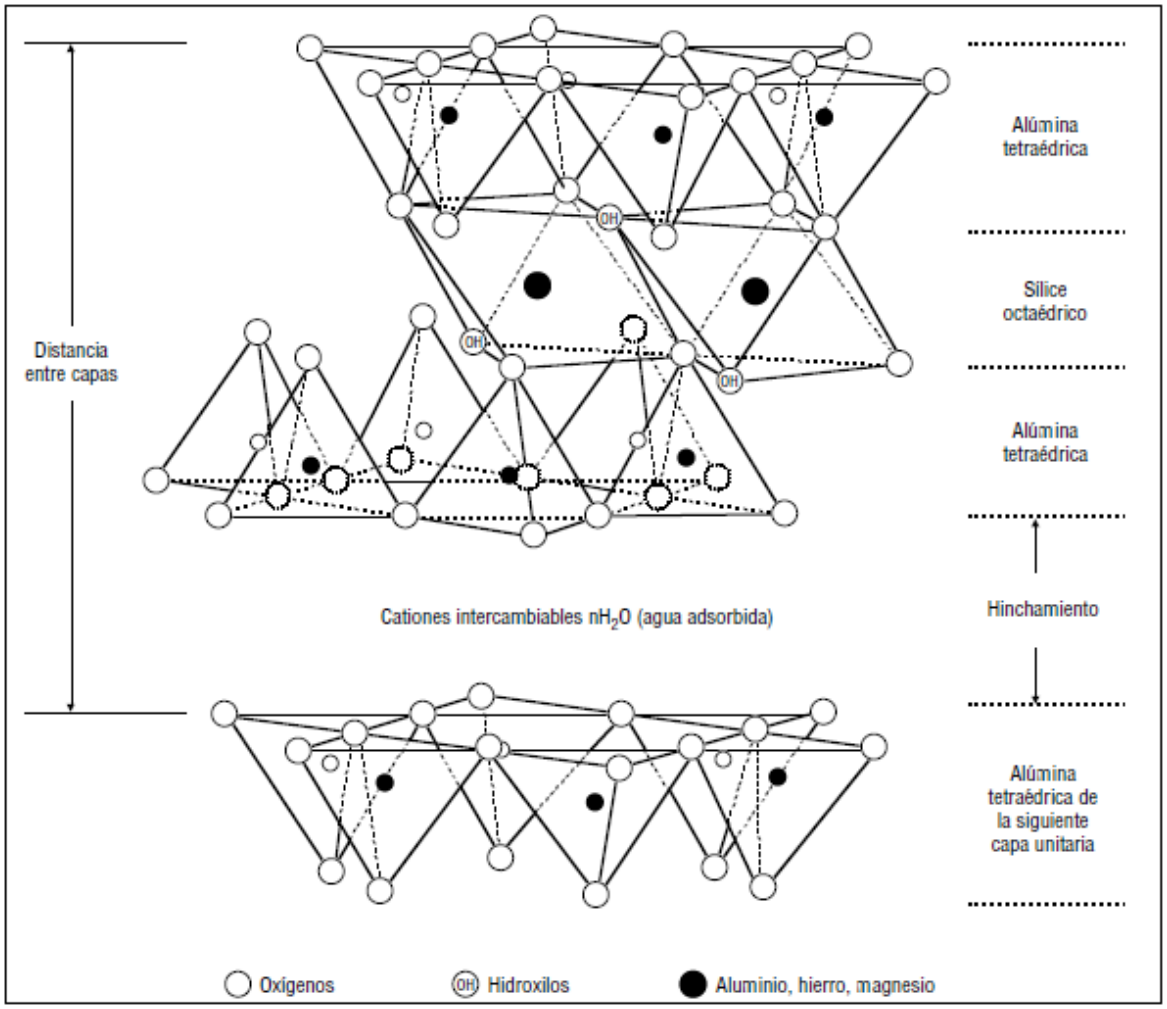
Figura 6. Sustitución de Al^{+3} por Mg^{+2} causando una partícula cargada negativamente.



Fuente. (MI SWACO, 2001)[13].

Aunque la bentonita de Wyoming esté generalmente definida como montmorillonita sódica, el calcio y el magnesio intercambiables pueden constituir de 35 a 67% de la capacidad total de intercambio. La propiedad más típica de las montmorillonitas es la capacidad de hinchamiento entre capas (hidratación) con el agua (Figura 7 y 8). Además de la sustitución del aluminio (Al^{+3}) por el magnesio (Mg^{+2}) en la red de montmorillonita, muchas otras sustituciones pueden ser realizadas. Por lo tanto, el nombre montmorillonita se usa frecuentemente como nombre de grupo que incluye muchas estructuras minerales específicas. Sin embargo, en los últimos años, se ha aceptado cada vez más el nombre esmectita como nombre de grupo, reservando el término montmorillonita para los miembros predominantemente aluminosos del grupo.

Figura 7. Estructura de la esmectita.



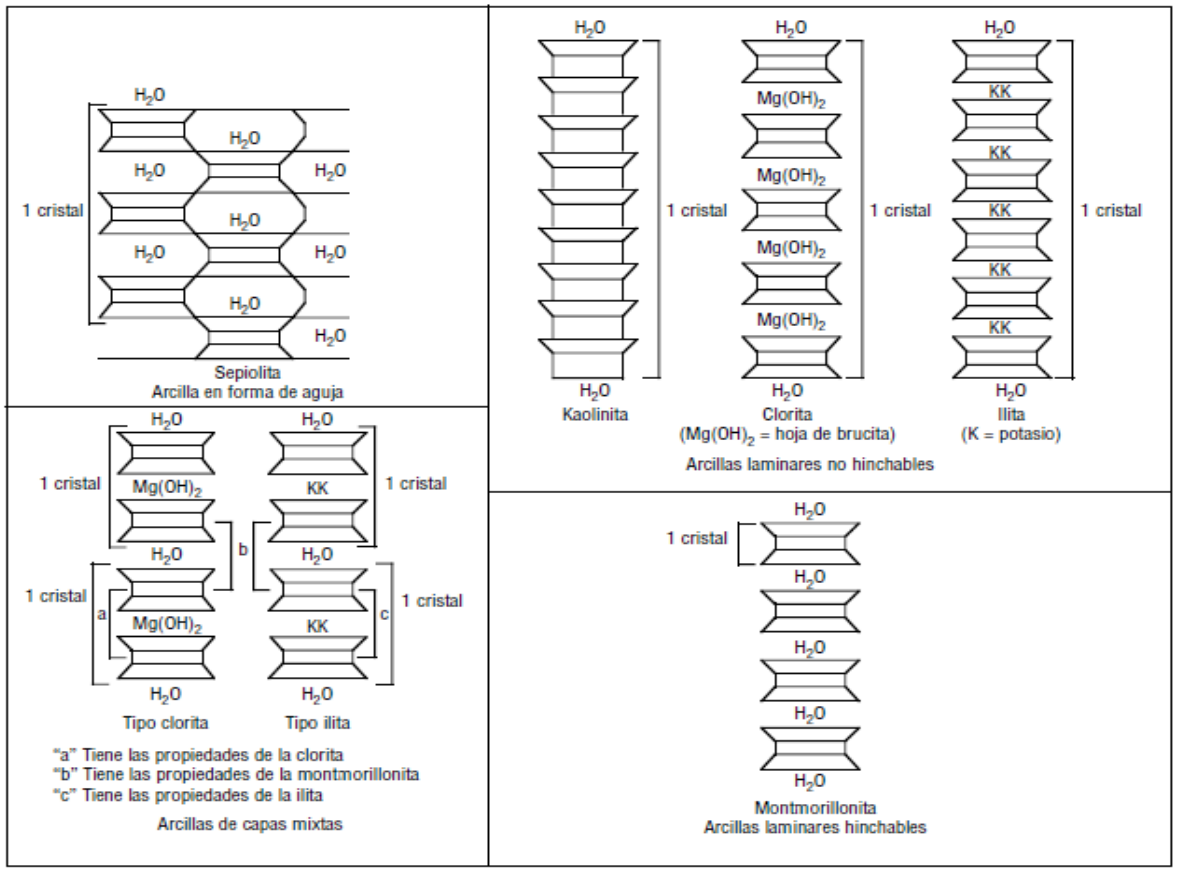
Fuente. (MI SWACO, 2001) [13].

2.3.2 Ilitas (arcillas de tres capas). Las ilitas tienen la misma estructura básica que las montmorillonitas, pero no muestran la capacidad de hinchamiento entre capas. En vez de la sustitución de Al^{+3} por Mg^{+2} como en la montmorillonita, la ilita tiene una sustitución de Si^{+4} por $Al^{+3,}$ lo cual aún produce una carga negativa. Los cationes compensadores son principalmente el ion potasio (K^{+}), como lo indica la Figura8. La carga negativa neta de la red que resulta de estas sustituciones, mediante los iones potasio compensador, es generalmente mayor que la carga de la montmorillonita, pudiendo ser hasta una vez y media más grande que ésta (Q-MAX 1998)[17].

2.3.3 Cloritas (arcillas de tres capas). Las cloritas están estructuralmente relacionadas con las arcillas de tres capas. Las cloritas no se hinchan en su forma

pura, pero puede hacerse que hinchen ligeramente al ser modificadas. En estas arcillas, los cationes compensadores de carga entre las capas unitarias de tipo montmorillonita son reemplazados por una capa de hidróxido de magnesio octaédrico, o brucita (Figura 8). Esta capa tiene una carga positiva neta debido a la sustitución de ciertos Mg^{+2} por Al^{+3} en la capa de brucita. La capacidad de intercambio catiónico de la clorita varía de 10 a 20 meq/100 g, principalmente debido a los enlaces rotos. La distancia entre capas del clorita suele ser de aproximadamente 14 Å. La clorita también puede formar arcillas de capas mixtas con otros minerales arcillosos tales como la esmectita. La arcilla resultante de capas mixtas tendría las propiedades de ambos tipos de minerales arcillosos (Q-MAX 1998)[17].

Figura 8. Comparación de estructuras de arcillas.



Fuente. (MI SWACO, 2001) [13].

2.3.4 Kaolinitas (arcillas de dos capas). La kaolinita es una arcilla no hinchable cuyas capas unitarias están fuertemente ligadas mediante enlaces de hidrógeno. Esto impide la expansión de la partícula, porque el agua no es capaz de penetrar en las capas. La kaolinita no contiene cationes entre capas ni tiene cargas superficiales porque no se produce casi ninguna sustitución en las hojas

tetraédricas u octaédricas. Sin embargo, algunas pequeñas cargas pueden resultar de los enlaces rotos o las impurezas. Por lo tanto, la kaolinita tiene una capacidad de intercambio catiónico relativamente baja (de 5 a 15 meq/100 g). La kaolinita se encuentra comúnmente como componente menor a moderado (5 a 20%) de las rocas sedimentarias tales como las lutitas y las areniscas. La Tabla 1 contiene un resumen de los minerales arcillosos y la Figura 8 presenta una comparación esquemática de las diferentes estructuras de las arcillas.

Tabla 1. Arcillas encontradas comúnmente.

Grupo	Estructura	Carga	Catión de intercambio	Distancia interatómica (Å)	Hinchamiento
Kaolinita	capa 1:1	Nula	Ninguno	7,2	Ninguno
Talco	capa 2:1	Nula	Ninguno	9,3	Ninguno
Esmectita	capa 2:1	0,3 - 0,6	Na^+; Ca^{2+}; K^+; Mg^{2+}	11 - 15	Variable
Vermiculita	capa 2:1	1,0 - 4,0	K^+; Mg^{2+}	14 - 15	Variable
Ilita	capa 2:1	1,3 - 2,0	K^+	10	Nulo
Mica	capa 2:1	2,0	K^+	10	Ninguno
Chlorita	capa 2:2	Variable	Capa de brucita	14	Nulo
Sepiolita	cadena 2:1	Nula	Ninguno	12	Nulo
Paligorskita	cadena 2:1	Menor	Ninguno	10,5	Nulo

Fuente. (BAROID, 2009)[2].

2.4 INFLUENCIA CATIÓNICA SOBRE LA HIDRATACIÓN.

Como se indicó previamente, el poder relativo de sustitución de un catión por otro está indicado por la siguiente secuencia: $H^+ > Al^{+3} > Ca^{+2} > Mg^{+2} > K^+ > NH^{+4} > Na^+ > Li^+$ (Ibip., p. 23)[2]. Un catión puede servir de enlace para mantener unidas a las partículas del mineral arcilloso, lo cual reduce la hidratación. Los cationes multivalentes producen un enlace más fuerte entre las capas que los cationes monovalentes, lo cual resulta generalmente en la agregación de las partículas de arcilla.

El potasio, un catión monovalente, constituye la excepción de la regla. Los cationes adsorbidos pueden hidratarse y atraer una envoltura de agua que tiene una forma definida. El tamaño y la forma del catión hidratado afectan su capacidad de encajar entre las superficies entre capas de la arcilla y afectan tanto el hinchamiento de la arcilla como la hidratación de la arcilla. Los espacios dentro de las capas de montmorillonita cristalina son de 2,8 Å. Los pequeños iones, como el potasio, que encajan entre las capas de arcilla, son intercambiados con mayor facilidad y de manera permanente. Además, los cationes que aumentan de tamaño

al hidratarse extienden las distancias entre capas para estimular la hidratación de la arcilla. El calcio es un buen ejemplo, teniendo un diámetro hidratado de 19,2 Å.

El litio es otro ejemplo, teniendo tres moléculas de agua y un diámetro hidratado de 14,6 Å. Los cationes monovalentes que tienen grandes diámetros hidratados causan el mayor hinchamiento y la mayor dispersión. Los cationes multivalentes que tienen pequeños diámetros hidratados son los más inhibidores. La Tabla 2 enumera el diámetro iónico (cristalino) y el diámetro hidratado de los cationes que son comunes a los fluidos de perforación. Después de adsorberse en la región entre capas, los cationes hidratados pueden deshidratarse con el tiempo y ser expuestos a altas temperaturas para que las distancias entre capas se reduzcan y que los cationes se vuelvan menos reactivos (BAROID, 2009)[2].

Tabla 2. Radios iónicos y radios de hidratación de los cationes comunes.

Catión	Diámetro Iónico (Å)	Diámetro Hidratado (Å)
Li^{+}	1.56	14.6
Na^{+}	1.90	11.2
K^{+}	2.66	7.6
NH^{+4}	2.86	5.0
Mg^{+2}	1.30	21.6
Ca^{+2}	1.98	19.2
Al^{+3}	1.00	18.0

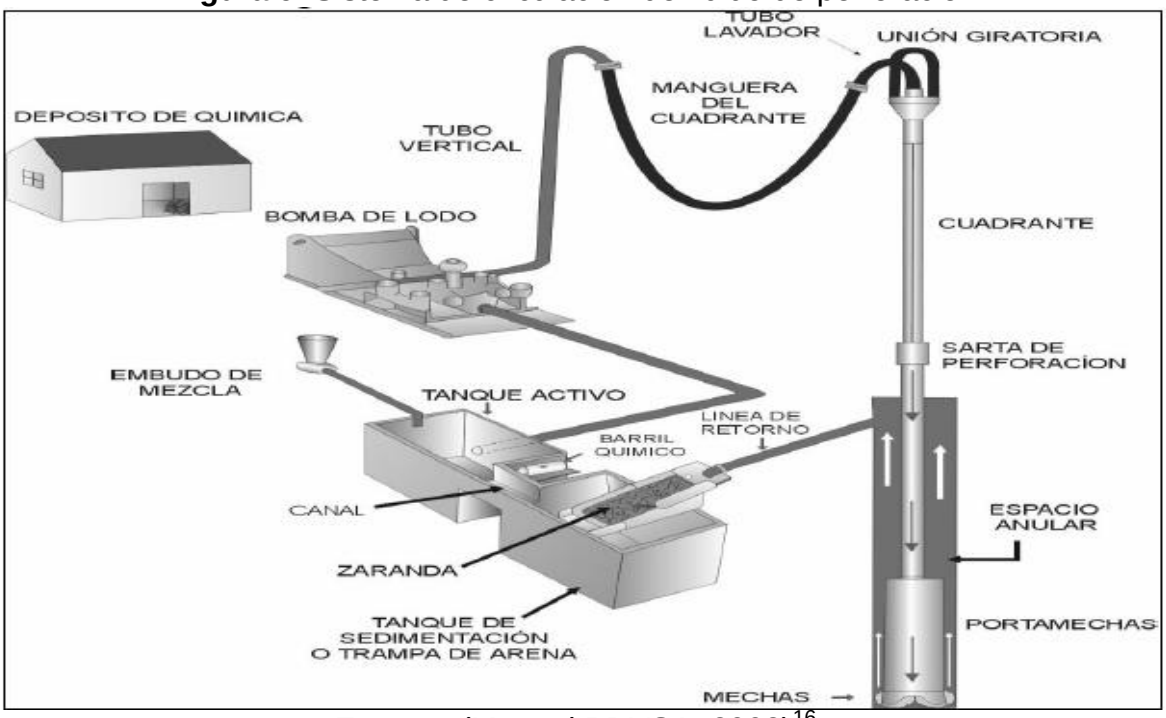
Fuente. (BAROID, 2009)[2].

3. FLUIDOS DE PERFORACIÓN.

El objetivo de una operación de perforación es perforar, evaluar y terminar un pozo que producirá petróleo y/o gas eficazmente. Los fluidos de perforación desempeñan numerosas funciones que contribuyen al logro de dicho objetivo. Es el fluido que se circula dentro del pozo durante la perforación con el fin de suplir varias funciones tales como suspensión de cortes, control de presión, remoción de cortes a superficie, entre otros, tan importantes en el desarrollo de las operaciones que puede compararse con el sistema circulatorio humano.

Un fluido de perforación es aquel empleado en la perforación incluye líquidos, gases, mezclas de estos y algunos aditivos químicos, sintéticos y naturales, que proporciona viscosidad, densidad, alcalinidad, control del filtrado, control de bacterias y propiedades de inhibición, que obedece a un sistema propio de circulación (Figura 9).

Figura 9. Sistema de circulación de fluido de perforación.



Fuente: (Manual PDVSA, 2002)[16].

3.1 FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.

3.1.1 Remoción de los cortes del pozo. A medida que se perfora una formación se generan cortes los cuales deben ser removidos del pozo para evitar rellenar el anular y permitir el libre movimiento y rotación de la sarta de perforación. Los

cortes son transportados hasta la superficie a través del espacio anular del pozo para el análisis geológico de la litología del pozo.

3.1.2 Suspensión y descargas de cortes. En el momento en que la circulación se detiene, él fluido de perforación (lodo) tiene la capacidad de atrapar todas las partículas sólidas y mantenerlas en suspensión así evitando que caigan al fondo del pozo.

3.1.3 Control de presiones de la formación. Debido a que los fluidos de formación (petróleo, agua o gas) están bajo una gran presión, tienen que ser balanceados o sobre balanceados para prevenir el flujo incontrolado.

3.1.4 Control de formaciones permeables. La presión ejercida por la columna hidrostática del fluido es un poco más alta que la presión de la formación; el filtrado invade la formación y un revoque se forma en la pared del pozo (cake); sellando las formaciones permeables con el fin de controlar la invasión de filtrado, mejorando la estabilidad del pozo y evitando numerosos problemas en la perforación.

3.1.5 Estabilidad del pozo. La composición química y las propiedades del lodo deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento; también el peso del lodo debe estar comprendido dentro del intervalo necesario para equilibrar las fuerzas mecánicas que actúan sobre el pozo. La inestabilidad suele ser indicada por el derrumbe de la formación, causando condiciones de agujero reducido, puentes y relleno durante las maniobras. Esto requiere generalmente el ensanchamiento del pozo hasta la profundidad original.

3.1.6 Minimización de los daños de la formación. El fluido de perforación debe reducir el daño de la formación, disminuyendo el cambio de la porosidad y permeabilidad de las formaciones productoras.

3.1.7 Enfriamiento, lubricación y sostenimiento del equipo de fondo (BHA). En el momento de la perforación la broca y equipo de fondo (BHA) genera fricción frente a la formación, el aumento de la temperatura (calor) generado por la fricción debido a la perforación trae consigo la disminución en la vida útil de tanto la broca como BHA, aumento en la torsión y el arrastre y aumento en el desgaste en la tubería entre otros.

3.1.8 Transmisión de energía hidráulica a herramienta y broca. Durante la circulación, el fluido de perforación es expulsado a través de los jets de la broca a gran velocidad. Esta fuerza hidráulica hace que la superficie por debajo de la broca esté libre de cortes. Si no se remueven de allí los cortes, la broca sigue retriturando los viejos cortes, lo que reduce le velocidad de penetración. Esta

energía también alimenta los motores de fondo que hacen girar la broca y las herramientas de medición al realizar perforación direccional (MWD) y toma de registros (LWD).

3.1.9 Control de la corrosión. “Los componentes de la sarta de perforación y casing en contacto con el fluido de perforación están propensos a varias formas de corrosión. Los gases disueltos tales como el O_2, CO_2 y H_2S pueden causar graves problemas de corrosión, tanto en la superficie como en el fondo del pozo. En general, un pH bajo agrava la corrosión”. Por lo tanto, una función importante del fluido de perforación es mantener la corrosión a un nivel aceptable. El fluido de perforación además no debería dañar los componentes de caucho elastómeros. Cuando los fluidos de la formación y/o otras condiciones de fondo lo justifican, metales y elastómeros especiales deberían ser usados.

3.2 PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACION.

A continuación se presentarán los problemas más comunes que se presentan al momento de la perforación.

3.2.1 Limpieza del hueco. Debido al alto volumen de los cortes generados cuando se perfora el hueco, se debería bombear a altas tasas para facilitar la limpieza del hueco. Es importante que la circulación no se prolongue demasiado en un punto en particular para prevenir la creación de cavernas en las paredes del pozo, además de circular píldoras para lograr una limpieza adicional del hueco.

3.2.2 Problemas debidos a arcillas. En los pozos que se han hecho y que atraviesan la formación campo Opón, se tienen problemas debido a que las arcillas de este sector son muy reactivas; este hecho genera NPT (tiempos no productivos) debidos a rimado frecuente, embotamiento del equipo de fondo (BHA) y pegas de tubería.

3.2.3 Rimado y rimado en reversa. En perforación, cuando se llega a la profundidad final y se inicia la corrida de sarta, esta debe salir libremente a superficie; esto no sucede cuando se presentan secciones o puntos apretados en el hueco, en donde se coloca a circular la broca (rimado). Estas operaciones se consideran como no productivas ya que aumentan el tiempo total de perforación y el costo del fluido de perforación; por el envío de píldoras viscosas para asegurar la limpieza del hueco.

3.2.4 Embotamiento. Se produce debido a la atracción electroquímica de las arcillas perforadas con la superficie metálica del equipo de fondo (BHA), las cuales se adhieren al metal, originando recalentamiento en la broca y bajan la tasa de penetración (ROP).

3.2.5 Pega de tubería. Es la pérdida de movimiento de la tubería hacia dentro o hacia afuera del pozo esta es causada por cambio en la geometría del hueco, limpieza inadecuada del hueco, formaciones no consolidadas que caen en el hueco o hinchamiento de formaciones arcillosas. La pega mecánica de tubería se presenta en viajes de acondicionamiento del hueco, corrida de revestimiento y corrida de herramienta de registros eléctricos.

3.3 PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN EN FORMACIÓN CAMPO OPÓN.

Durante la perforación de los pozos que se sitúan en la cuenca del valle medio del Magdalena tenemos que pasar por la formación Zorro - Diamante lo cual nos ocasiono constantes problemas ya que esta contaba con intervalos de arcillas altamente reactiva, en las Tablas 3 y 4 se muestra el itinerario de la perforación y los problemas que hubo en los pozos del campo Opón tal como se muestra en las tablas.

Tabla 3. Problemas presentados Pozo CO 31.

Intervalo (Ft)	Actividad	Problema Presentado
0 - 1400	Perforación	Perforación normal a una buena velocidad (120 ft/día), no presenta ningún problema.
1400 - 2000	Perforación	Disminuye la velocidad de perforación por presencia de arcilla, por lo tanto se agrega inhibidor, pero aun así la velocidad sigue igual, entonces se decide sacar tubería y revisar broca para mirar si esta embotada.
800	Extracción de tubería	Pega de tubería, se procede a realizar procedimiento de despegue, y se logra despegar tres días después.

Elaborado por: Alejandro Hernández.

Tabla 4. Problemas presentados Pozo CO 33.

Intervalo (FT)	Actividad	Problema Presentado
0 – 3500	Perforación	No se presenta ningún problema durante la perforación se mantuvo a buena velocidad (120 ft/día).
3500 – 4300	Perforación	Se reduce la velocidad de perforación considerablemente, debido a la presencia de arcillas.
4300	Perforación	Pega de tubería por presencia de arcillas, se recupera tubería, pero queda en fondo 15 Drill Collars, Bit Sub y broca, se realiza operación para despegue pero solo se recuperaron 10 collares. Después de un mes con este problema, y sin poder despegar el resto, se cierra el pozo por decisión de la compañía operadora.

Elaborado por: Alejandro Hernández.

3.4 COMPONENTES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA.

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

- 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).

- Fase inerte: Esta fase está constituida por el material densificante (carbonato de calcio), los sólidos no deseables como la arena y sólidos de perforación, también se ubican dentro de esta fase.

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

3.4.1 Clasificación de los fluidos a base de agua. Los fluidos de perforación base agua pueden generalmente clasificarse en una de las siguientes categorías:

- Sistemas de polímeros con poliglicol.
- Sistemas de Silicatos.
- Sistemas de polímeros catiónicos.
- Sistemas base agua-arcilla no densificantes.
- Sistemas base agua-arcilla densificados y desfloculados.
- Sistemas de polímeros ATAP.
- Sistemas inhibidos a base de potasio.
- Sistemas de polímeros encapsuladores.

3.4.2 Criterio para la selección del fluido de perforación a base de agua. Los sistemas básicos de los fluidos de perforación son generalmente convertidos en sistemas más complejos a medida que la profundidad y la temperatura y/o presión del pozo aumentan. Como se mencionó anteriormente típicamente se usan varios tipos de sistemas de fluido de perforación en cada pozo. Varios factores claves afectan la selección del sistema o de los sistemas de fluido de perforación para un pozo o intervalo debería estar basado en los criterios presentados en la tabla 5.

Tabla 5. Criterios de selección.

Aplicación	Geología	Problemas potenciales	Plataforma	Contaminación	Datos de perforación
Intervalo superficial.	Tipo de lutita.	Problemas relacionados con la lutita.	Locación remota.	Sólidos.	Profundidad de agua.
	Permeabilidad.	Embolamiento de la Broca y BHA.	Capacidad ilimitada en la superficie.	Cemento.	Tamaño del pozo.
Intervalo intermedio.	Otros tipos de formación.	Tubería pegada.	Capacidad de mezcla.	Sal.	Angulo del pozo.
		Pérdida de circulación.	Bombas de lodo.	Anhidrita/yeso.	Torque /arrastre.
Intervalo		Arenas agotadas.	Equipo de control de sólidos.	Gases ácidos (CO_2, H_2S)	Velocidad de perforación.
Productivo.					Peso del lodo.
					Temperatura máxima.
Método de completación					
Tipo de producción.					

Fuente. (Q-MAX, 1998)[17].

3.4.3 Principales componentes de los fluidos base agua. La composición de estos fluidos depende de los aditivos químicos empleados en la formulación de los mismos. En la tabla 6 se describen los principales componentes de los fluidos de perforación:

Tabla 6. Principales componentes de fluidos base agua.

DENSIFICANTE	Barita (Sulfato de Bario), Carbona to de Calcio
VISCOSIFICANTE	Arcilla, Bentonita, CMC, PAC, Goma Xantana, PHPA
FASE CONTINUA	Agua, Gas Oil, Aceites minerales
CONTROLADOR DE pH	CaL, Soda Caustica, Bicarbonato de Sodio
AGENTES DISPERSANTES	Lignosulfonatos, Lignitos, Poliacrilatos de sodio
OTROS (REDUCTORES DE FILTRACIÓN, ANTICORROSIVOS, etc)	Almidon, CMC, Polímeros, Aminas, Emulsificantes, Humectantes, Formaldehido, Gilsonita líquida o sólida

Fuente. (Q-MAX, 1998)[17].

3.4.4 Sistema de polímeros en el fluido de perforación base agua. Los sistemas de polímeros sintéticos modernos tienen la capacidad de perforar más eficientemente la mayoría de los pozos que dependían de fluidos de base agua convencional. La reducción del costo al incrementar las tasas de penetración y al producir estabilidad del pozo, hace de estos fluidos una alternativa económicamente atractiva (DRILLING FLUIDS MANUAL, 1990)[8]. Su carácter de fluidos de daño mínimo a la formación, asegura una producción potencial consistente, y sus rangos de aplicación y versatilidad, los hacen fluidos que pueden resolver los problemas de perforación actuales.

Todas las ventajas de perforar con un fluido de sólidos mínimos a base de polímeros, altamente tixotrópico y con características de estabilización de lutitas son parte de estos sistemas. Sus ventajas específicas son:

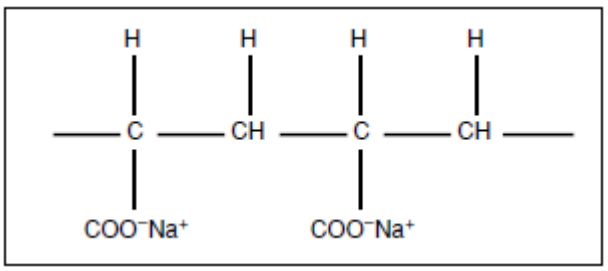
- Menor desgaste del equipo.
- Mejor control de densidad y viscosidades.
- Reducción del daño a la formación.
- Mayor estabilidad del pozo. Los sistemas se mantienen a bajo pH, y es menos probable que ocurra dispersión de lutitas de la formación.
- Mejor control de presiones de succión y densidad equivalente de circulación. Esto ayuda a prevenir la pérdida de circulación, atascamiento de tubería, o brotes producidos por succión cuando se extrae tubería.
- Mejor hidráulica y máximas tasas de penetración, debido al mínimo contenido de sólidos y su resultante viscosidad plástica reducida.
- Flexibilidad y adaptabilidad a ambientes diferentes. Debido a su compatibilidad con la mayoría de los sistemas, los sistemas de polímeros pueden ser convertidos a otros si se requiere.

3.4.4.1 Clasificación de los polímeros. Los polímeros de acuerdo a su origen se clasifican en:

• **Sintéticos:** (poliacrilatos, poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas, glicoles y aminas). Son los productos orgánicos que se obtienen de la polimerización de los productos acrílicos. A diferencia de los polímeros naturales y modificados, los polímeros sintéticos son desarrollados a partir de moléculas relativamente más pequeñas (DRILLING FLUIDS MANUAL, 1990)[8]. Frecuentemente, los polímeros sintéticos son preparados a partir de etileno substituido. El proceso de polimerización ocurre mediante una reacción de adición en la cual los grupos de etileno substituidos son agregados al extremo de la cadena del polímero.

Poliacrilato. La polimerización del ácido acrílico y la neutralización subsiguiente con el hidróxido de sodio produce el polímero poliacrilato de sodio (SPA). El SPA es un polímero aniónico que puede funcionar como desfloculante o como aditivo de control de filtrado, según el peso molecular del polímero (Figura 10).

Figura 10. Poliacrilato de sodio.

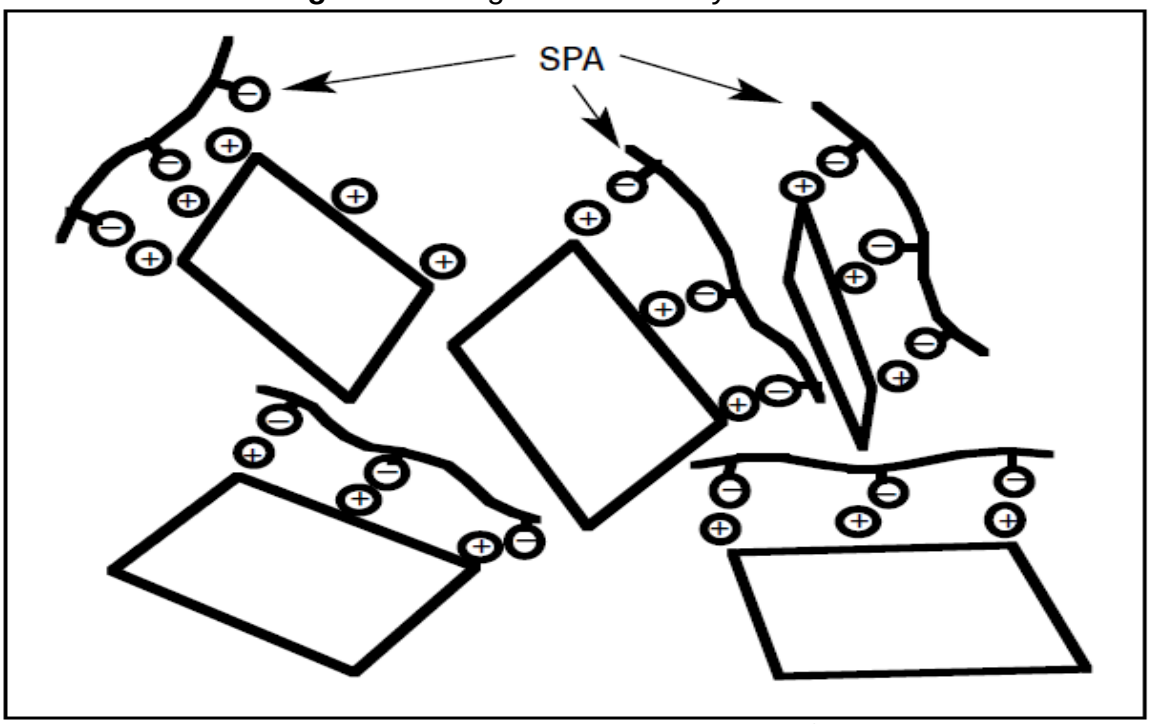


Fuente. (BAKER HUGES, 1998)[3].

El polímero adsorbido neutraliza las cargas positivas en las partículas agregadas, lo cual resulta en la repulsión recíproca y la desfloculación. Esto se produce más fácilmente con un pequeño polímero. Los polímeros de cadena corta crean la adsorción máxima en las superficies de las partículas y eliminan el efecto floculante que ocurre cuando un polímero se adsorbe en varias partículas (Figura 11).

Copolímero poliacrilamida/ poliacrilato. La Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA) se usa frecuentemente para identificar el copolímero poliacrilamida/ poliacrilato. El producto final de una PHPA es el mismo polímero que es formado por una copolimerización de poliacrilamida/poliacrilato. Aunque el producto sea frecuentemente llamado PHPA, en realidad es el producto de la copolimerización de los monómeros acrilamida y acrilato de sodio (BAKER HUGES, 1998)[3].

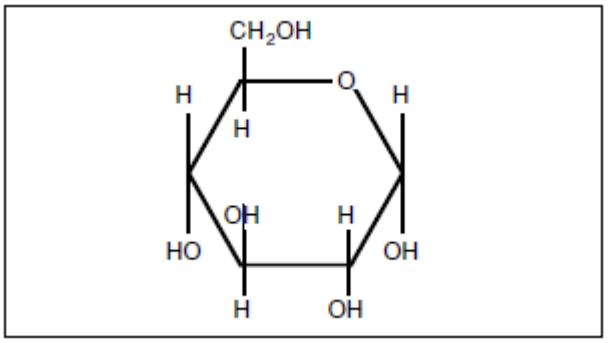
Figura 11. Diagrama del SPA y las arcillas.



Fuente. (BAKER HUGES, 1998)[3].

• **Naturales:** (goma xantana, almidón). Son aquellos que se producen por las reacciones bioquímicas naturales en animales y plantas. La mayor bondad de estos compuestos es la mínima toxicidad. Los polímeros naturales usados en los fluidos de perforación se componen de moléculas de azúcar polimerizadas y pertenecen a una clase de compuestos llamados polisacáridos (Q-MAX, 1998)[17]. Los monómeros son las unidades de azúcar y contienen carbono: hidrógeno: oxígeno en la proporción de 6:12:6 (Figura 12).

Figura 12. Estructura Glucosa.

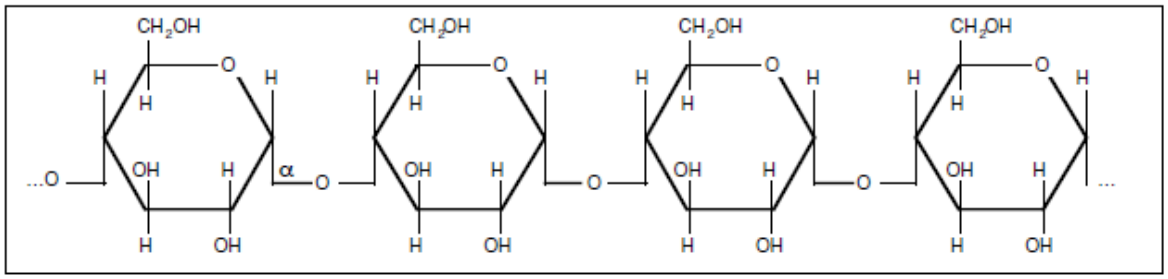


Fuente: (Q-MAX, 1998)[17].

La polimerización de las unidades de azúcar ocurre a través de una reacción de condensación mediante la cual se elimina el agua de las unidades individuales de azúcar. El polisacárido resultante consta de las unidades de azúcar enlazadas mediante átomos de oxígeno comunes. Los polisacáridos tienen una relación de C: H: O de 6:10:5 o $C_6(OH_2)_5$. El enlazado de la cadena principal de los polímeros naturales es más complicado que el de los polímeros sintéticos. La cadena principal se compone de estructuras de anillo de carbohidratos y de los átomos de oxígeno que realizan el enlace entre los anillos.

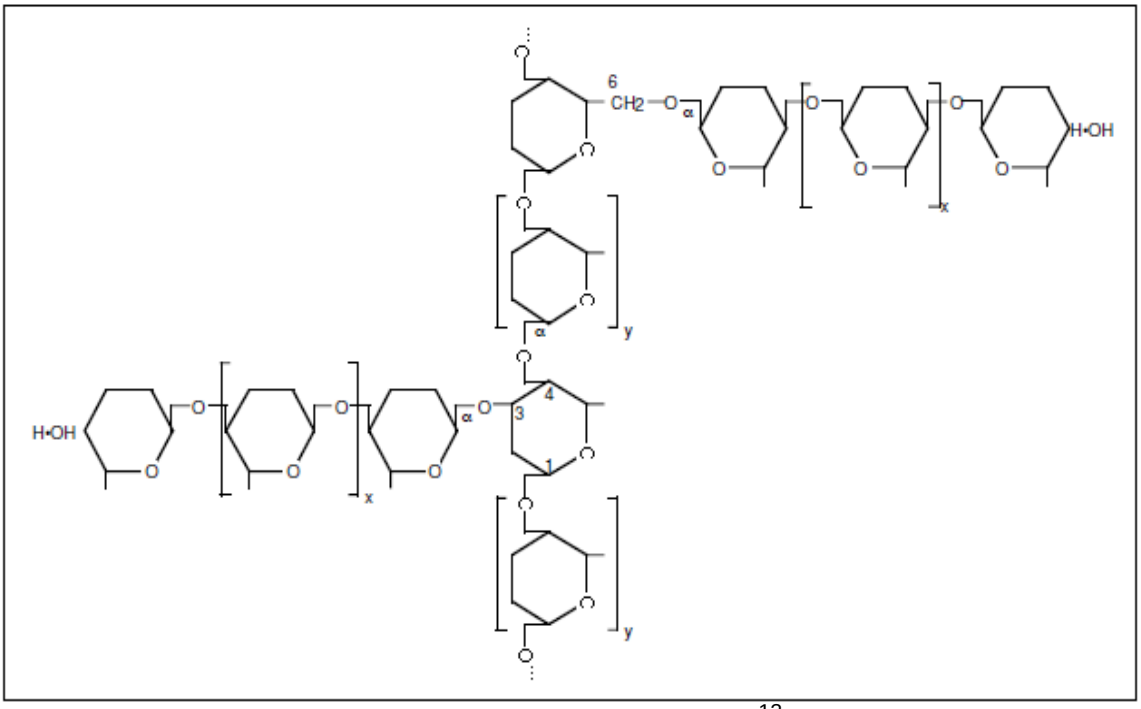
Los polímeros sintéticos tienen un enlace carbono-carbono mucho más simple. Los almidones de maíz y papas constituyen la fuente más importante para los fluidos de perforación (Q-MAX, 1998)[17]. El almidón se compone de dos polisacáridos: amilosa y amilopectina. La amilosa, una cadena de anillos de carbohidratos, forma la cadena recta principal de la molécula de almidón. La amilopectina es una cadena de anillos de carbohidrato con muchas ramificaciones que se inician en la cadena principal de una amilosa. Las relaciones de las fracciones de amilosa y amilopectina determinan las propiedades del almidón (Figura 13 y 14).

Figura 13. Estructura de la Amilosa.



Fuente. (MI SWACO, 2001)[13].

Figura 14. Estructura de la Amilopectina.

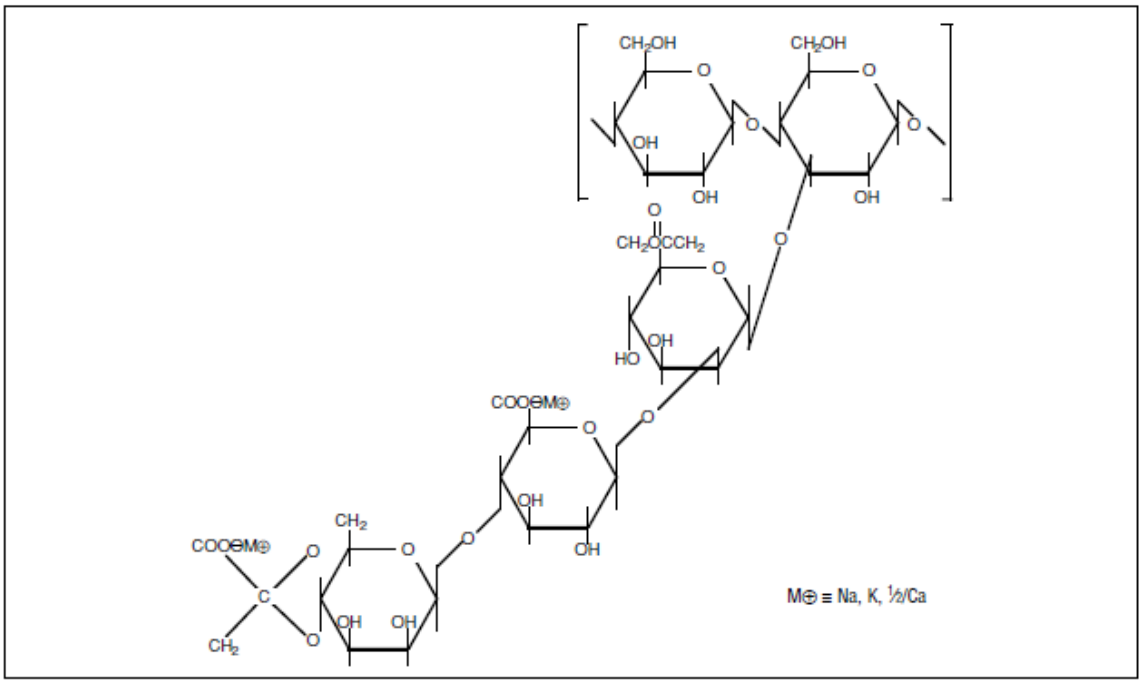


Fuente. (MI SWACO, 2001)[13].

Para que el almidón sea eficaz en los fluidos de perforación, es necesario romper la capa protectora de la amilopectina para liberar la amilosa contenida dentro de ésta. Los gránulos de almidón son calentados hasta que las células se rompan, lo cual permite la dispersión de la amilosa (Ibip., p. 45)[13]. Este proceso se llama pregelatinización. Una vez disperso, el almidón se hidrata. Posteriormente, el almidón es sometido a la desecación para ser ensacado como producto final. Este producto es no iónico y soluble tanto agua salada saturada como en agua dulce.

La goma xantana está clasificada como un polímero natural, aunque sea obtenida en su forma producida por la actividad bacteriana y no en su forma natural. La bacteria Xanthomonas campestris produce la goma durante su ciclo de vida normal, mediante un proceso enzimático complejo (Ibip., p. 84)[13]. Cuando se alcanza una concentración determinada del polímero, se forman enlaces de hidrógeno entre las ramificaciones del polímero, resultando en una red compleja y enredada de moléculas débilmente enlazadas (Figura 15).

Figura 15. Estructura de la goma xantana.

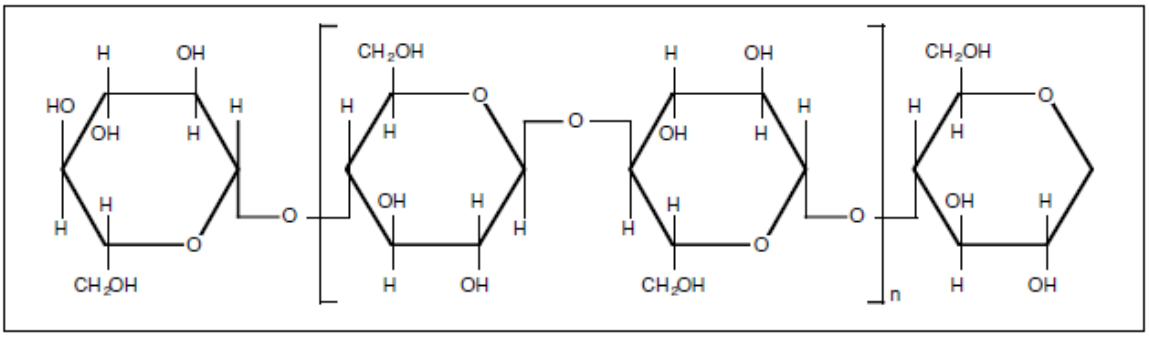


Fuente. (MI SWACO, 2001)[13].

• **Modificados:** (CMC, PAC). La celulosa y el almidón son dos polímeros naturales usados frecuentemente para producir polímeros naturales modificados. Las versiones modificadas pueden tener propiedades considerablemente diferentes de las de los polímeros naturales originales. Para los fluidos de perforación, los polímeros naturales no iónicos – como la celulosa y el almidón – son convertidos en polielectrólitos. Para obtener la solubilidad en agua, los polímeros a veces son modificados a polielectrólitos. Esta modificación supone una alteración de la unidad repetida del polímero. Un polielectrólito es un polímero que se disuelve en agua, formando poliiones y contraiones de carga contraria. Un poliión tiene cargas que se repiten a lo largo de la cadena del polímero (DRILLING FLUIDS MANUAL, 1990)[8].Las cargas pueden ser positivas, como en un polímero catiónico, o negativas, como en un polímero aniónico.

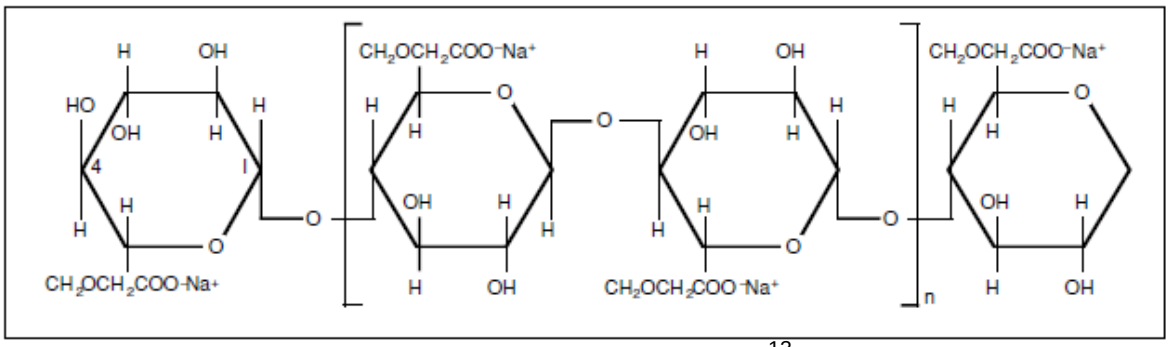
• **Derivados de celulosa:** La celulosa es un polímero natural insoluble en agua. Para ser útil como aditivo en los fluidos de perforación, la celulosa debe ser convertida en Carboximetilcelulosa (CMC). La CMC es un ejemplo de polielectrolito Las Figuras 16 y 17 demuestran la manera en que se modifica la estructura de anillo repetida para la celulosa, introduciendo el grupo carboximetilo aniónico. Ahora, el polímero modificado, mediante el grupo aniónico, tiene una afinidad con el agua y es hidrosoluble.

Figura 16. Estructura de la Celulosa.



Fuente. (MI SWACO, 2001)[13].

Figura 17. Estructura de Carboximetilcelulosa de sodio, G.S. = 1,0.



Fuente. (MI SWACO, 2001)[13].

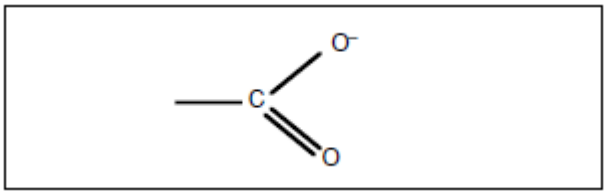
La carboximetilcelulosa se forma mediante la reacción de la sal de sodio del ácido monocloroacético ($ClCH_2COONa$) con la celulosa. La mayoría de las veces, una sustitución ocurre en el grupo ($-CH_2OH$) para formar un polielectrolito soluble. El grado de sustitución se refiere al número de substituciones que ocurren en una sola estructura de anillo repetida. En la figura anterior que ilustra la carboximetilcelulosa de sodio, se puede observar que hay exactamente una sustitución en cada estructura de anillo. Eso significa que el G.S (Grado de sustitución) es 1. La sustitución ocurrió solamente en el grupo metil hidroxi ($-CH_2OH$). La sustitución también podría haber ocurrido en cualquiera de los dos grupos hidroxilo (^{-}OH), lo cual daría un G.S (Grado de Sustitución) de 3. La solubilidad en agua se obtiene cuando el G.S. alcanza 0,45. El rango típico de G.S. para la CMC es de 0,7 a 0,8. La CMC de alta viscosidad tiene el mismo G.S. que la CMC de viscosidad media o baja (Ibip., p. 65)[13].

La CMC de sustituciones relativamente más altas suele ser llamada Celulosa Polianiónica (PAC). La PAC tiene la misma estructura química y el mismo G.P (Grado de Polimerización) que la CMC; pero el G.S (Grado de Sustitución) es diferente para los dos polímeros. El intervalo típico de G.S (Grado de Sustitución) para la PAC es de 0,9 a 1,0. El G.S. más alto produce un polímero que es más

soluble que la CMC. Esto hace que el rendimiento de la PAC sea generalmente mejor que el de la CMC. Ambos materiales tienen un rendimiento similar en agua dulce, pero el rendimiento de la PAC es mejor que el de la CMC en las aguas saladas y duras (BAROID, 2009)[2].

3.4.4.2 Efectos del pH en el polímero. La solubilidad del polímero es afectada por el pH. El pH determina frecuentemente el grado de ionización de los grupos funcionales a lo largo de la cadena del polímero. Por ejemplo, el grupo funcional más común encontrado en los polímeros base agua es el grupo carboxilo. El grupo carboxilo ionizado constituye una característica distintiva de la mayoría de los polímeros aniónicos, incluyendo las CMCs, PHPAs y gomas xantanas, por nombrar a unos pocos (Ibip., p. 34)[2].

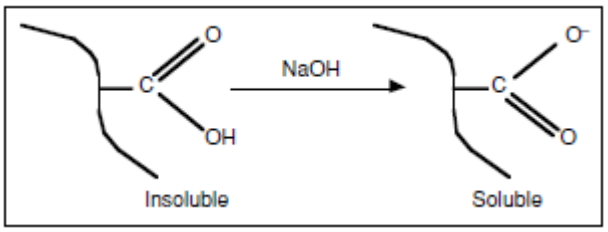
Figura 18. Grupo carboxilo ionizado.



Fuente. (MI SWACO, 2001)[13].

Como se puede ver en la Figura 18, el grupo carboxilo ionizado tiene un átomo de oxígeno de enlace doble y un átomo de oxígeno de enlace sencillo en el átomo de carbono terminal. La ionización se realiza haciendo reaccionar el grupo carboxilo con un material alcalino tal como la soda cáustica. Al ionizar el grupo carboxilo que era previamente insoluble se logra la solubilidad del polímero (Figura 19).

Figura19. Solubilización del polímero.



Fuente. (MI SWACO, 2001)[13].

El grupo carboxilato de sodio atrae el agua a través de su sitio de carga aniónica. Cuando se agrega el polímero al agua, el ion sodio se separa de la cadena del polímero, dejando un sitio cargado negativamente. Ahora el polímero es aniónico y libre de hidratar el agua. A medida que el polímero se hidrata, la envoltura alrededor del polímero aumenta de tamaño y la viscosidad aumenta. La solubilidad óptima del grupo carboxilo se obtiene entre el pH 8,5 y el pH 9,5 (Ibip., p. 38)[2].

3.4.5 Efectos de los componentes inhibitorios en las arcillas. Varios inhibidores pueden ser agregados para facilitar el control de las interacciones entre el fluido de perforación y las arcillas. Los sistemas con altos contenidos de calcio, potasio u otros inhibidores químicos son mejores para perforar en formaciones sensibles al agua. Sales, polímeros, materiales asfálticos, lubricantes, agentes tensoactivos y otros inhibidores de arcilla pueden ser usados en los fluidos de perforación a base de agua para inhibir el hinchamientos de las arcillas e impedir el derrumbe. Las arcilla está caracterizada por composiciones y sensibilidades tan variadas que no se puede aplicar universalmente ningún aditivo en particular.

3.4.5.1 Comportamiento de las aminas. Los siguientes productos son derivados del amoniaco incluyen aminas, amidas, poli-aminas, iminas, nitrilos y aminoácidos son usados como componentes en algunos lodos base agua. Estos aditivos químicos están dirigidos a contribuir en la estabilidad de las arcillas y las lutitas.

El cloruro de amonio fue probado hace más de 2 décadas como un inhibidor de arcillas, el fosfato de di-amonio ha sido usado durante más de 15 años por otra parte los materiales catiónicos orgánicos se les adicionó a los fluidos de perforación hace más de una década para la buena suspensión, transporte de los recortes y la estabilidad del pozo. El ion Potasio y Amonio son considerados como los mejores iones intercambiables (PDVSA, 2012)[16] ya que a pesar de su radio iónico (2.66 y 2.86 Å respectivamente) son los mayores, en estado de hidratación sus radios tienen las medidas más pequeñas (7.6 y 5 Å respectivamente) tal como se muestra en la tabla 7.

Tabla 7. Radios iónicos y radios de hidratación.

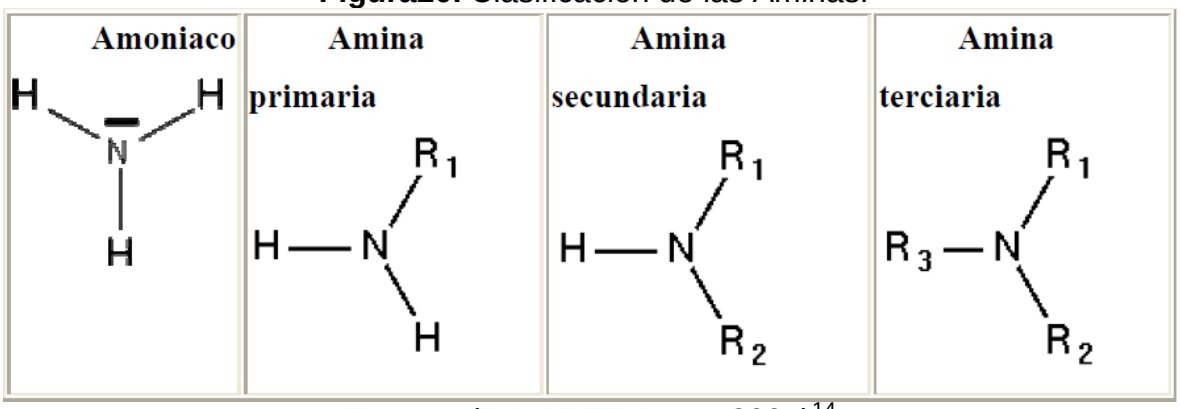
Catión	Diámetro Iónico (Å)	Diámetro Hidratado (Å)
Li^{+}	1,56	14,6
Na^{+}	1,90	11,2
K^{+}	2,66	7,6
NH^{4+}	2,86	5,0
Mg^{2+}	1,30	21,6
Ca^{2+}	1,98	19,2
Al^{3+}	1,00	18,0

Fuente. (BAROID, 2009)[2].

De esta manera, las capas están unidas fuertemente y se produce una estructura no-expandible. Estas características de interacción del ión amonio con la superficie de las arcillas pueden ser relacionadas con dos efectos: tamaño iónico y energía de hidratación.

3.4.5.2 Reacciones de la arcilla con iones aminas. Las aminas son compuestos químicos orgánicos que se consideran como derivados del amoníaco y resultan de la sustitución de los hidrógenos de la molécula por los radicales alquilo. Según se sustituyan uno, dos o tres hidrógenos, las aminas serán primarios, secundarios o terciarios, respectivamente.

Figura20. Clasificación de las Aminas.



Fuente. (RAMIREZ Jorge, 2001)[14].

Las aminas son compuestos muy polares. Las aminas primarias y secundarias pueden formar puentes de hidrógeno. Las aminas terciarias puras no pueden formar puentes de hidrógeno, sin embargo pueden aceptar enlaces de hidrógeno con moléculas que tengan enlaces O-H o N-H. Como el nitrógeno es menos electronegativo que el oxígeno, el enlace N-H es menos polar que el enlace O-H. Por lo tanto, las aminas forman puentes de hidrógeno más débiles que los alcoholes de pesos moleculares semejantes. Una amina puede comportarse como una base de Lewis, o como un nucleófilo, debido al par de electrones no enlazantes sobre el átomo de nitrógeno. Una amina puede actuar también como base de Bronsted - Lowry aceptando el protón de un ácido (RAMIREZ Jorge, 2001)[14].

La situación real es más complicada debido a la solvatación. Como los iones amonio tienen carga positiva, están fuertemente solvatados por el agua y la energía de solvatación contribuye a aumentar su estabilidad. Si el átomo de nitrógeno en el catión amonio presenta muchos grupos alquilo, caso de las aminas secundarias y terciarias, la solvatación se ve dificultada porque las moléculas de agua no se pueden acercar al átomo de nitrógeno que porta la carga positiva.

Por tanto, los grupos alquilo sobre los átomos de nitrógeno en las aminas ejercen dos efectos contrapuestos: por una parte estabilizan al catión amonio por efecto inductivo electrón-dador, pero por otra desestabilizan al catión amonio al impedir una buena solvatación. Como resultado de todo ello, las aminas primarias, secundarias y terciarias muestran valores semejantes de basicidad.

Las reacciones químicas entre la arcilla y las aminas son únicas en comparación con otros iones. El modelo de intercambio de iones no explica totalmente la interacción de las Aminas y la arcilla. Se prestará particular atención a este proceso, debido al uso generalizado que las aminas vienen adquiriendo en los fluidos de perforación y terminación para estabilizar las lutitas reactivas.

Las aminas pueden asociarse con los minerales arcillosos de dos maneras:

- Intercambio de iones
- Fijación de iones.

La reacción de intercambio de iones se rige por la ley de acción de masas, es decir que la velocidad de intercambio depende de la concentración de los iones (ejemplo: cuanto más grande sea la relación de iones amonio a iones Na^+, más rápida será la velocidad de intercambio de las aminas por Na^+).

Además del intercambio de iones, la fijación de iones ocurrirá en las arcillas con capa de alta carga. Esto aumenta la selectividad de la arcilla respecto a las aminas en un orden de magnitud. Las arcillas esmectitas en general tienen capas de alta carga, y una mayor porción de la carga aparecerá en la capa tetraédrica que debería ser más selectiva respecto a las aminas a bajas temperaturas (RAMIREZ Jorge, 2001)[14].

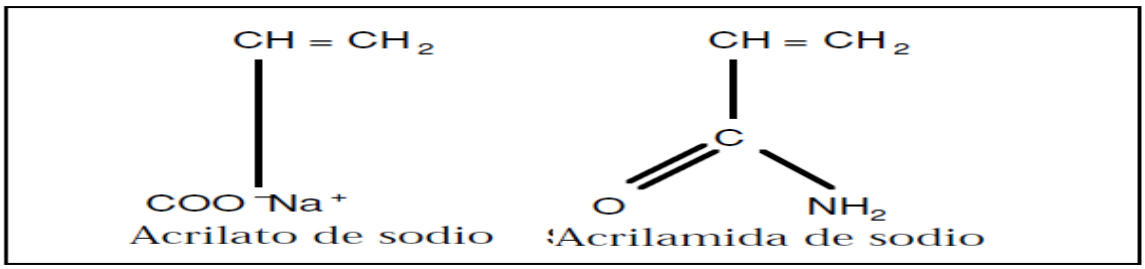
El grupo de los cationes de las aminas terciarias son fuertemente adsorbidos en las arcillas, reduciendo esta carga y repeliendo fuerzas, inhibiendo el hinchamiento y la dispersión. Los cationes de las aminas en la arcilla se asocian en un proceso irreversible. Los cationes parecen adsorberse sobre la superficie cargada negativamente de las arcillas. El mecanismo de adsorción es compatible con una reacción de intercambio iónico.

3.4.6 Comportamiento poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPA). Entre los polímeros manufacturados tenemos las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (PHPA o copolímero poliacrilato), las cuales son vistas como una prima de los sistemas base catión de amonio y están constituidas por verdaderas macromoléculas hidrocarbonadas, de alto peso molecular, agrupadas en largas cadenas a lo largo de las cuales se encuentran grupos amidas y ácidos, alternando con átomos de carbono.

Aunque el producto sea frecuentemente llamado PHPA, en realidad es el producto de la copolimerización de los monómeros acrilamida y acrilato de sodio. A efectos de simplicidad, el material será llamado PHPA. Las propiedades de la PHPA son afectadas por el peso molecular y por la relación de grupos carboxilo a grupos amida. La poliacrilamida sola es insoluble, por lo tanto debe ser copolimerizada

con acrilato de sodio para obtener la solubilidad en agua. La copolimerización con el acrilato de sodio produce un polímero Aniónico que es hidrosoluble. La relación de poliacrilato de sodio a acrilamida al principio del proceso determina la relación de los dos grupos funcionales en el copolímero final. Los dos monómeros que constituyen el copolímero (Figura 21).

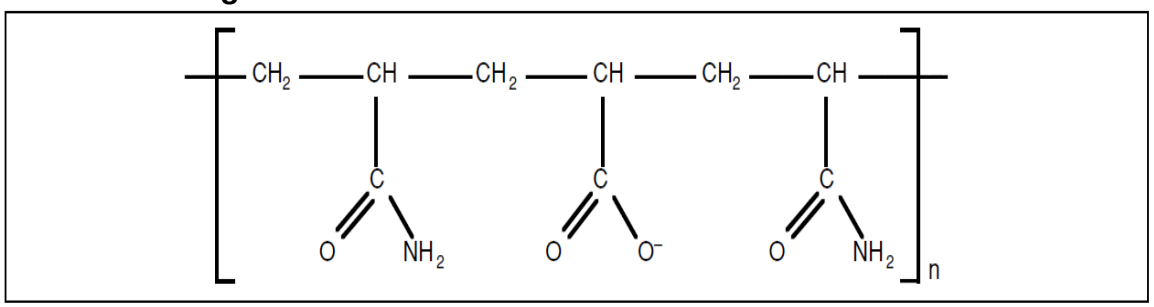
Figura 21. Estructura de Acrilato / acrilamida de sodio.



Fuente: (BAKER HUGES INTEQ, 1998)[3].

Durante la copolimerización, los dos monómeros se enlazan de manera aleatoria para formar una cadena principal lineal de carbono-carbono. El copolímero resultante tiene grupos carboxilo y grupos amida distribuidos de manera aleatoria a lo largo de su cadena principal. El copolímero resultante está ilustrado en la Figura 22.

Figura22. Estructura de Acrilato / acrilamida de sodio.



Fuente: (BAKER HUGES INTEQ, 1998)[3].

La PHPA más usada en los fluidos de perforación es la versión de alto peso molecular, la cual es preparada con 65 a 70% de acrilamida y el porcentaje restante de acrilato. Los pesos moleculares varían hasta 20 millones. Se usa como inhibidor de lutita y como polímero encapsulador de sólidos en los sistemas de agua dulce, agua salada, NaCl y KCl. La característica inhibidora de lutita de la PHPA ocurre cuando el polímero se agrega a las arcillas en el pozo y bloquea la hidratación y la dispersión que suelen producirse normalmente. Los grupos carboxilo aniónico se agregan a las cargas positivas en los bordes de las partículas de arcilla. Como el polímero tiene un alto peso molecular y es relativamente largo, este polímero se combina con varios sitios a lo largo del pozo.

Esto tiene como resultado el revestimiento del pozo y la limitación del agua que entra en la arcilla. Como se mencionó anteriormente, es necesario copolimerizar con acrilato de sodio para obtener la solubilidad en agua; sin embargo, un poliacrilato de 100% no proporciona tanta inhibición como la relación de 70:30. Incluso cuando los pesos moleculares son igualmente altos, la relación de 70:30 proporciona una mejor inhibición de lutita.

Se cree que un poliacrilato de peso molecular alto tiene demasiada afinidad con las cargas positivas de las arcillas. De modo parecido a los lignosulfonatos, cuando el polímero permanece en el sistema y se agrega a los bordes de la arcilla activa, tanto en el sistema de fluido como en el pozo, las grandes fuerzas de atracción pueden separar las arcillas y causar su dispersión en el sistema. El grupo amida ayuda, proporcionando cierta distancia entre los grupos carboxilo fuertemente aniónicos y los sitios catiónicos en las partículas de arcilla. Cuando los grupos amida y los grupos carboxilo están distribuidos de manera uniforme a lo largo de la cadena del polímero, el volumen del grupo amida impide que el grupo carboxilo se aproxime demasiado a las cargas de arcilla y separe las arcillas. El grupo acrilamida también tiene una afinidad con la superficie de la arcilla, pero se trata de un enlace de hidrógeno relativamente débil en comparación con la fuerte interacción iónica entre el grupo carboxilo y los bordes cargados positivamente en las partículas de arcilla.

El grupo acrilamida es capaz de formar enlaces de hidrógeno a lo largo de la superficie de la arcilla. Aunque no sean tan fuertes como la interacción iónica que ocurre al lado, estos enlaces de hidrógeno sirven para mantener la interacción entre el polímero y la arcilla, así como para establecer cierta distancia entre las cargas libres.

3.5 CONFORMACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AMINA-PHPA.

A continuación se presenta los productos a utilizar en la preparación del Fluido de perforación:

3.5.1 Controlador de pH. Se utiliza en el lodo base agua como fuente de iones OH^- y carbonatos para precipitar el calcio (como sal carbonatada), aumentar el pH o flocular el lodo de perforación inicial (Anexo A).

El controlador de pH está compuesto por mezclas de productos básicos, débiles y fuertes, altamente solubles en agua neutra.

3.5.2 Densificantes. Son materiales no tóxicos, ni peligrosos de manejar, que cuando son disuelto y suspendido en el lodo incrementa la densidad del fluido. Se utilizan para controlar la presión de la formación y para mantener la estabilidad del

hoyo. Cualquier sustancia que posee una densidad más alta que el agua y se pueda agregar a un sistema sin afectar sus propiedades, puede ser utilizada como densificante. Entre los de mayor uso están: barita ($BaSO_4$), y/o carbonato de calcio ($CaCO_3$), (Anexo A).

3.5.3 Viscosificantes. Estos son agregados a los fluidos para mejorar la habilidad de los mismos para remover los recortes del hoyo y suspender el material densificante durante las prácticas de perforación. Se puede utilizar cualquier sustancia que incremente la resistencia del lodo a fluir, y en particular a la fricción; como las arcillas (bentonita) y los polímeros (goma xántica).

La goma xantana aporta viscosidad, incluyendo viscosidad a muy baja velocidad de corte, y suspensión de material densificante (Barita, Sales, Carbonatos, entre otros) para todos los sistemas de lodo base agua. La goma xantana tiene la singular capacidad de producir un fluido tixotrópico que disminuye fácilmente su viscosidad con el esfuerzo de corte (Anexo A).

3.5.4 Controladores del Filtrado. Son agentes que disminuyen la cantidad de agua que pasa hacia la formación permeable cuando el lodo es sometido a una presión diferencial (polímeros manufacturados, la bentonita y los almidones). La pérdida del filtrado pueden ser controladas por tres mecanismos diferentes: 1) forma un revoque desfloculado en la pared del hoyo para lograr una barrera delgada poco permeable; 2) aumentar la viscosidad del filtrado; y 3) crear un revoque compresible.

La celulosa Polianiónica (PAC R) es un polímero soluble en agua y de alta calidad diseñado para controlar el filtrado y aumentar la viscosidad en los lodos base agua (Anexo A).

3.5.5 Inhibidores de arcillas. Se utilizan agentes especiales para estabilizar formaciones de lutitas sensibles al agua mediante la inhibición del hinchamiento y la dispersión de los minerales arcillosos que componen la roca. Los polímeros, sales, PHPA, aminas y glicoles aportan inhibición química debido a que estos interactúan con la estructura de la roca para cumplir su función. Los asfaltos y las gilsonita son inhibidores mecánicos por que cumplen su función creando una barrera que evite el contacto entre el agua y la formación (Anexo A).

Entre los polímeros manufacturados tenemos las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (PHPA o Copolímero poliacrilato), es un producto fácilmente dispersable y diseñado para proporcionar encapsulación y estabilización de la lutita. las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas actúan como viscosificador, reductor de fricción y floculante.

Las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas son de un peso molecular alto especialmente tratado. Puede utilizarse en sistemas que van de lodos con bajo contenido de sólidos a lodos densificados, utilizando aguas de preparación que va de agua dulce a agua salada (Anexo A).

Método de Incorporación**.** Las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas puede mezclarse directamente en el sistema de lodo activo. También puede mezclarse previamente a mayores concentraciones en un tanque separado o barril químico, para posteriormente mezclarse en el sistema activo. Los barridos pueden prepararse mezclando el Copolímero acrílico directamente en el sistema activo en el tanque de succión o mezclándolo previamente a una mayor concentración en un tanque separado permitiendo que el polímero rinda por completo antes de ser bombeado.

Las Aminas reducen la inflamación de las lutitas sensibles y recortes de perforación expuestos a fluidos de perforación base agua. Inhibe la pizarra hidratación, reduciendo el efecto de sólidos de perforación de la viscosidad y funciona para minimizar los problemas como las tasas excesivas de dilución, mayor torque y arrastre, alta sobretensión y presiones hisopo y arreglo de fondo de bolas. Tiene aplicaciones en una amplia variedad de sistemas de lodo y tiene las características de baja toxicidad que pueden ser considerados para aplicaciones offshore. Las Aminas se utilizan específicamente para aplicaciones donde se necesita la inhibición adicional como una alternativa a yeso, cal y sistemas de potasio.

Las Aminas como estabilizador es compatible con la mayoría de los aditivos para fluidos de perforación, y es especialmente adecuado para su uso en sistemas recién preparados.

3.5.6 Lubricante. El lubricante es un producto de origen vegetal (amigable 100% con el medio ambiente), utilizado para perforación horizontal dirigida, extracción de núcleos (perforación diamantina o corazonamiento) y perforación rotaria (petróleo, minería y pozos de agua) (Anexo A).

4. DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS Y PROCEDIMIENTO PRUEBAS DE LABORATORIO.

4.1 PRUEBAS DE LABORATORIO EN LOS FLUIDOS.

Las propiedades de los fluidos de perforación determinados por los métodos de prueba rutinarios, pueden ser usadas como una guía tanto cualitativa como cuantitativa para controlar su comportamiento. Los métodos de prueba están escritos en detalle en los boletines API RP-13B1, API RP-13B2 y el API RP-13G.

Las propiedades físicas y químicas deben ser controladas apropiadamente para para que su desempeño sea lo más óptimo durante la perforación y las actividades de reparación.

En el laboratorio se desarrolla una serie de pruebas donde se analiza la reología del lodo, sus propiedades de viscosidad, densidad, filtrado y análisis de cantidad de cloruros, calcio, Pf y Mf, entre otros.

Estas pruebas se detallan a continuación se realizarán específicamente a un fluido de perforación con la finalidad de verificar que este lodo se encuentra bien formulado.

4.1.1 Densidad. La densidad del lodo es realmente una medida de la densidad expresada en términos de masa por el volumen del lodo. Esta propiedad está relacionada con el porcentaje y el peso de los sólidos presentes en el fluido, partiendo de este criterio se controla la presión hidrostática ejercida por la columna del líquido para controlar la presión de formación y no exceder el gradiente de fractura(MI SWACO, 2001)[13]. Para la medición de la densidad se utiliza la balanza de lodos (Figura 23).

Figura 23. Balanza lodos.

Fuente: SUDECAP S.A.S.

La balanza de lodo, se compone principalmente de una base sobre 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.

4.1.1.1 Medición de Densidad. Procedimiento (MI SWACO, 2001)[13]**.**

- Quitar la tapa del vaso y llenar completamente el vaso con el lodo a probar.

- Volver a colocar la tapa y girar hasta que esté firmemente asentada, asegurándose que parte del lodo sea expulsado a través del agujero de la tapa.

- Limpiar el lodo que está fuera del vaso y secar el vaso.

- Colocar el brazo de la balanza sobre la base, con el cuchillo (knife edge) descansando sobre el punto de apoyo.

- Desplazar la pesa de medida hasta que el nivel de la burbuja de aire indique que el brazo graduado está nivelado.

- En el borde de la pesa de medida más cercano al vaso, leer la densidad o el peso del lodo.

- Ajustar el resultado a la graduación de escala más próxima, en lb/gal, lb/pie^3, psi/1.000 ft de profundidad o en Gravedad Específica (SG) (Tabla 8).

Tabla 8. Tabla de conversión para las unidades de densidad.

$$SG = \frac{lb/gal}{8,345} \quad o \quad \frac{lb/pie^3}{62,3} \quad o \quad \frac{g}{cm^3}$$

Fuente: (M-I SWACO, 2001)[13].

4.2 PROPIEDADES REOLOGICAS.

Reología es la ciencia que trata de la deformación y del flujo de la materia. Al tomar ciertas medidas en un fluido, es posible determinar la manera en que dicho fluido fluirá bajo diversas condiciones, incluyendo la temperatura, la presión y la velocidad de corte. Las propiedades reológicas fundamentales del lodo de perforación son: Viscosidad plástica, Punto de Cedente, Resistencia al Gel. La viscosidad que puede considerarse como la resistencia al flujo (o relativamente

espeso) de un fluido, es un término reológico común utilizado en la industria del petróleo (BAKER HUGES INTEQ, 1998)[3].

La medida de las propiedades reológicas de un fluido es importante en el cálculo de las pérdidas de presión por fricción, en la determinación de la capacidad del lodo para levantar recortes y derrumbes a la superficie, en el análisis de la contaminación del lodo por sólidos, químicos o temperatura; y en la determinación de cambios de presión en el pozo durante una extracción. Las propiedades fundamentales son viscosidad y fuerza de gel.

4.2.1 Medición de reología. Los viscosímetros de indicación directa son instrumentos de tipo rotativo accionados por un motor eléctrico o una manivela (Figura 24). El fluido de perforación está contenido dentro del espacio anular entre dos cilindros concéntricos. El cilindro exterior o camisa del rotor es accionada a una velocidad rotacional (RPM – revoluciones por minuto) constante. La rotación de la camisa del rotor en el fluido impone un torque sobre el balancín "bob" o cilindro interior. Un resorte de torsión limita el movimiento del balancín y en un indicador (dial) acoplado al balancín se puede leer su desplazamiento.

Las constantes del instrumento han sido ajustadas de manera que se pueda obtener la viscosidad plástica y el punto cedente usando las indicaciones derivadas de las velocidades de la camisa del rotor de 600 y 300 RPM.

Figura 24. Viscosímetro Rotativo.

Fuente: SUDECAP S.A.S.

4.2.2 Procedimiento para la determinación de la viscosidad aparente, la viscosidad plástica y el punto cedente (BAKER HUGES INTEQ, 1998)[3].

• Colocar la muestra recién agitada dentro de un vaso térmico y ajustar la superficie del lodo al nivel de la línea trazada en la camisa del rotor.

• Calentar o enfriar la muestra hasta 120ºF (49ºC) si el lodo es base agua y hasta una temperatura de 150ºF (65ºC) si el lodo es base aceite. Agitar lentamente mientras se ajusta la temperatura.

• Arrancar el motor colocando el interruptor en la posición de alta velocidad, con la palanca de cambio de velocidad en la posición más baja. Esperar a que en el indicador (dial) se lea constante y registrar dicha lectura obtenida a 600 RPM. Cambiar las velocidades solamente cuando el motor está en marcha.

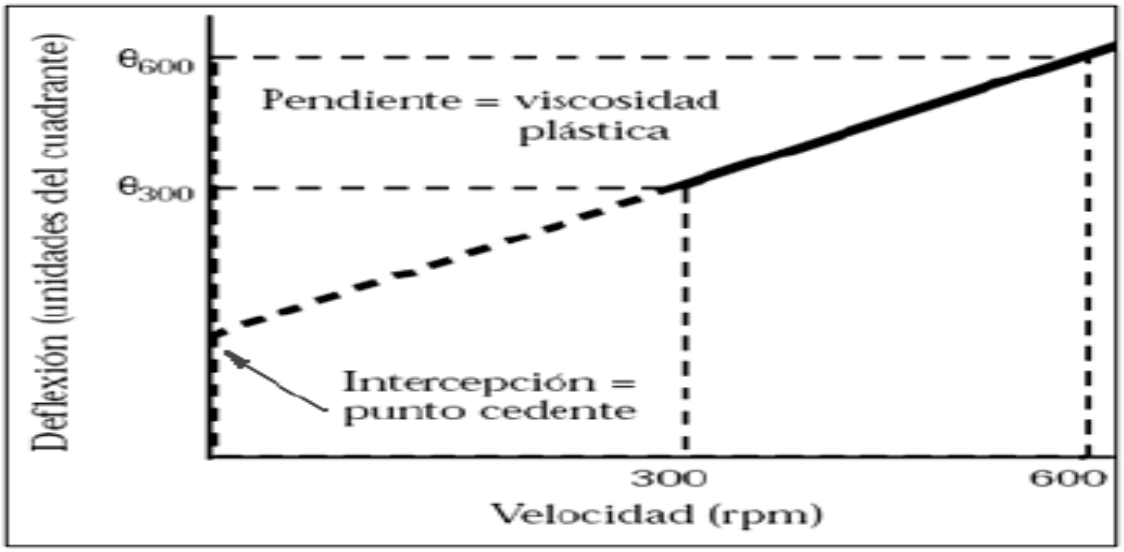
• Ajustar el interruptor a la velocidad de 300 RPM. Esperar que el indicador (dial) indique un valor constante y registrar el valor leído para 300 RPM.

• Viscosidad plástica en centipoise = lectura a 600 RPM menos lectura a 300 RPM (Figura 25).

• Punto Cedente en lb/100 ft^2 = lectura a 300 RPM menos viscosidad plástica en centipoise.

• Viscosidad aparente en centipoise = lectura a 600 RPM dividida por 2.

Figura 25. Curva típica de caudales para un lodo de perforación.



Fuente: (MI SWACO, 2001)[13].

Procedimiento para la determinación del esfuerzo de gel:

- Agitar la muestra a 600 RPM durante aproximadamente 15 segundos y levantar lentamente el mecanismo de cambio de velocidad hasta la posición neutra.

- Apagar el motor y esperar 10 segundos.

- Colocar el interruptor en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima en lb/100 ft^2 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.

- Repetir las etapas 1 y 2, pero dejar un tiempo de 10 y 30 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 y 30 minutos. Indicar la temperatura medida.

4.3 PÉRDIDA DE FILTRADO API.

La circulación de fluido de perforación a lo largo de la cara de una formación permeable crea un proceso de filtración donde los sólidos presentes en el lodo son retenidos en la cara de la formación y la fase continua del lodo se va hacia la formación.

La pérdida de filtrado de un fluido de perforación es por ello una propiedad que tiene influencia directa en la velocidad de perforación, en problemas del hueco en áreas de lutitas degradables, en el daño a la formación en yacimiento sensibles y en problemas de pegas diferenciales en zonas permeables.

4.3.1 Medición de pérdida de Filtrado API. La propiedad de filtración o formación de paredes de un lodo es determinada con una filtro prensa. La prueba consiste en determinar la velocidad a la cual se fuerza un fluido a través del papel filtro. La prueba es realizada bajo las condiciones de tiempo, temperatura y presión especificados. La prueba de filtrado API es realizada a la temperatura superficial y a una presión de 100 psi, de esta manera se determina la velocidad a la cual se fuerza un fluido a través de papel filtro y los resultados se registran como número de mililitros perdidos en 30 minutos. Después de la prueba se mide el espesor del revoque sólido que se ha asentado. Los valores permisibles de filtrado para un lodo nuevo sin rolar es de hasta 5 mL, posterior manejo del lodo rolado con un máximo de filtrado de lodo de 10mL.

La filtro prensa usada debería cumplir con las especificaciones indicadas en la práctica recomendada de API y la prueba debería ser realizada de la manera recomendada. Este instrumento consta de una celda de lodo, un regulador de presión y un medidor montado encima de la caja de transporte o en la parte superior de la unidad de laboratorio móvil. Se usa un adaptador de acoplamiento para conectar la celda regular, simplemente introduciendo el empalme macho de la celda dentro del empalme hembra de filtro prensa y dando un cuarto de vuelta en sentido horario (Figura 26).

Figura 26. Filtro prensa API.

Fuente: SUDECAP S.A.S.

4.3.2 Procedimiento prueba Filtro prensa (BAKER HUGES INTEQ, 1998)[3].

- Armar la celda en el siguiente orden:

➢ Tapa inferior.
➢ Empaque “Rubber Gasket”.
➢ Malla.

- Papel filtro área completa (3.5 pulgadas diámetro- Whatman Nº 50 o equivalente).

➢ Empaque “Rubber Gasket”.
➢ Cuerpo celda.

- Asegurar la celda a la tapa inferior rotando en el sentido contrario a las manecillas del reloj.

- Llenar la celda con lodo hasta ¼ pulgada del tope de la celda.

• Colocar la cápsula de CO_2 dentro del ensamblaje, asegurándose que el regulador y la válvula de alivio se encuentra cerrados, y ajustar la chaqueta de la cápsula de CO_2 hasta que el pin de ruptura del ensamblaje rompa la cápsula.

• Colocar la celda ensamblada con el lodo en el soporte.

• Revisar que la tapa superior de la celda tenga el empaque “Rubber gasket” en su lugar. Colocar la tapa superior con la fuente de presión conectada sobre la celda en la filtro prensa y asegurar la celda utilizando el tornillo en forma de “T”.

• Colocar un cilindro graduado apropiado debajo del orificio de descarga de la celda para recibir el filtrado.

• Abrir la válvula de entrada aplicando presión sobre la celda. (Se puede observar que la aguja oscila rápidamente hacia abajo a medida que la presión llena la celda).

• La prueba de API dura normalmente 30 minutos. Al término de la prueba, cerrar la válvula. Cerrar la fuente de presión liberando el regulador, cuando el regulador este libre abrir la válvula de alivio esto libera la presión de todo el sistema.

• Registrar el filtrado en mililitros, a menos que se especifique de otra manera.

• Desmontar la celda, desechar el lodo y recuperar el papel filtro con mucho cuidado para perturbar lo menos posible el revoque. Lavar el revoque minuciosamente para eliminar el exceso de lodo. Medir el espesor del revoque y registrar la medida en 1/32 de pulgada.

4.4 CONTENIDO DE LÍQUIDOS Y SÓLIDOS.

Se usa equipo denominado retorta con capacidad de calefacción en el horno para determinar la cantidad de líquidos y sólidos contenidos en un fluido de perforación.

Se coloca una muestra de lodo dentro del vaso y se añade la tapa para expulsar parte del líquido. Esto garantiza un volumen correcto. La muestra es calentada hasta que los componentes líquidos se evaporicen (Figura 27).

Figura 27. Retorta.

Fuente: SUDECAP S.A.S.

4.4.1 Procedimiento prueba Retorta (BAKER HUGES INTEQ, 1998)[3].

- Dejar que la muestra de lodo se enfríe a la temperatura ambiente.

- Desmontar la retorta y lubricar las roscas del vaso de muestra con grasa para altas temperaturas. Llenar el vaso de muestra con el fluido a probar casi hasta el nivel máximo. Colocar la tapa del vaso de muestra girando firmemente y escurriendo el exceso de fluido para obtener el volumen exacto – se requiere un volumen de 10 mL. Limpiar el fluido derramado sobre la tapa y las roscas.

- Llenar la cámara de expansión superior con virutas finas de acero y luego atornillar el vaso de muestra a la cámara de expansión. Las virutas de acero deberían atrapar los sólidos extraídos por ebullición. Mantener el montaje vertical para evitar que el lodo fluya dentro del tubo de drenaje.

- Introducir o atornillar el tubo de drenaje dentro del orificio en la extremidad del condensador, asentándolo firmemente. El cilindro graduado que está calibrado para leer en porcentajes debería estar sujetado al condensador con abrazaderas.

- Enchufar el cable de alimentación en el voltaje correcto y mantener la unidad encendida hasta que termine la destilación, lo cual puede tardar 25 minutos según las características del contenido de petróleo, agua y sólidos.

- Dejar enfriar el destilado a la temperatura ambiente.

• Leer el porcentaje de agua, petróleo y sólidos directamente en la probeta graduada. Una o dos gotas de solución atomizada ayudará a definir el contacto petróleo-agua, después de leer el porcentaje de sólidos.

• Al final de la prueba, enfriar completamente, limpiar y secar el montaje de retorta.

4.5 CONCENTRACIÓN IÓNICA DE HIDRÓGENO (pH).

La medición de pH del fluido de perforación y los ajustes de pH son operaciones críticas para el control del fluido de perforación. Las interacciones de la arcilla, la solubilidad de distintos componentes y la eficacia de los aditivos dependen del pH, al igual que en el control de los procesos de corrosión causada por ácidos y el sulfuro. Se usa el método potenciométrico para medir el pH del fluido de perforación la cual debe encontrarse entre un pH 9 – 10 (MI SWACO, 2001)[13]**.**

.

4.5.1 Medidor de pH Digital. El medidor de pH digital consta de un electrodo indicador, el cual al sumergirlo en una solución líquida, ya sea esta de alta o baja densidad o de cualquier viscosidad, otorga una lectura exacta del pH de dicha solución. La lectura está descrita en una pequeña pantalla LCD (Figura 28).

Figura 28. Medidor pH digital.

Fuente: SUDECAP S.A.S.

4.5.2 Procedimiento prueba medidor pH digital (MI SWACO, 2001)[13].

• Remueva la tapa del electrodo y presione el botón ON para prender el equipo.

• Sumergir el electrodo de media pulgada a una pulgada en el fluido. Esperar hasta que la lectura se estabilice.

• Presione el botón HOLD para que la lectura se congele y se pueda tomar la data quitando el electrodo del fluido en que se encuentra sumergido.

4.6 PRUEBAS QUÍMICAS.

Los análisis químicos de los fluidos de perforación se llevan a cabo rutinariamente para determinar la presencia y concentración de ciertos iones. Tales pruebas son necesarias para detectar el nivel en que los electrolitos afectan los sólidos reactivos (Bentonita) en el fluido de perforación y en las propiedades de él.

Con el objetivo de evitar daño de formación, la hidratación de lutitas inestables o a disolución de formaciones salinas, es importante formular y controlar la composición química del filtrado para hacerlo compatible, o para la inhibición de las formaciones que están siendo perforadas.

Los procedimientos para los análisis químicos del lodo se describen en el API RP-13B.

4.6.1 Alcalinidad de filtrado (Pf y Mf). El objetivo de esta prueba es determinar las cantidades de iones solubles que contribuyen a la alcalinidad de un fluido de perforación base agua. Valores permisibles en el lodo cuya fase continua es el agua, se estima que deben estar en una relación Pf a Mf de 1:1 a 1.2 mL.

4.6.1.1 Equipo prueba alcalinidad de filtrado (MI SWACO, 2001)[13].

• Solución ácida normalizada, 0,02 N (N/50); ácido sulfúrico o nítrico (OBSERVACIÓN: También se puede utilizar la solución ácida normalizada 0,1N (N/10), pero convirtiéndola al equivalente mL 0,02 N multiplicando por 5).

• Solución indicadora de fenolftaleína.

• Solución indicadora de anaranjado de metilo/verde de bromocresol. API recomienda al anaranjado de metilo (amarillo a rosado).

• Recipiente de valoración, 100 a 150 mL, preferiblemente blanco.

• Pipetas graduadas: una de 1 mL y otra de 10 mL.

• Varilla de agitación.

• Una jeringa de 1 mL.

• Medidor de pH con electrodo de vidrio (sugerido).

4.6.1.2 Procedimiento para determinar la alcalinidad de filtrado (Pf / Mf) (MI SWACO, 2001)[13].

• Medir 1 mL de filtrado dentro del recipiente de valoración y añadir 5 mL de agua desionizada.

• Añadir 2 o más gotas de indicador de fenolftaleína. Si la solución se vuelve rosada.

• Añadir ácido 0,02 N gota a gota de la pipeta, agitando hasta que el color rosado desaparezca. Si la muestra está tan coloreada que no se puede observar el cambio de color del indicador, el punto final será tomado cuando el pH cae a 8,3, según sea medido por el medidor de pH con electrodo de vidrio. (La muestra puede ser diluida con agua destilada.)

• Indicar la alcalinidad de fenolftaleína del filtrado, Pf, como número de mL de ácido 0,02 N requeridos por mL de filtrado para lograr el punto final.

• Añadir 3 a 4 gotas de indicador de anaranjado de metil/verde de bromocresol a la misma muestra que fue utilizada para medir Pf; un color verde aparecerá.

• Valorar con ácido 0,02 N hasta que el color se vuelva amarillo. Esto ocurrirá al pH 4,3.

• Mf se indica como el volumen total (mL) de ácido utilizado para Pf más esta última valoración.

4.6.2 Contenido de cloruros. La prueba de sal, o cloruro, es muy importante en las áreas donde la sal puede contaminar el fluido de perforación. Esto incluye la mayoría de los campos de petróleo del mundo. La sal puede provenir del agua de preparación, sacos, capas discontinuas, estratos o corrientes de agua salada. Valores permisibles en el lodo cuya fase continua es el agua, se encuentran en un rango desde 600 hasta un máximo de 1000 mg/L.

4.6.2.1 Equipo prueba contenido de cloruros. Los siguientes materiales son necesarios para determinar la concentración iónica de cloruro en el filtrado de lodo (MI SWACO, 2001)[13]**.**

.

• Solución de nitrato de plata, 0,0282N $AgNO_3$, almacenada en un cilindro opaco o de color ámbar.

- Solución indicadora de cromato de potasio.

- Solución de ácido sulfúrico o nítrico 0,02 N.

- Agua destilada.

- Dos pipetas graduadas: una de 1 mL y otra de 10 mL.

- Recipiente de valoración, 100 a 150 mL, preferiblemente blanco.

- Varilla de agitación.

4.6.2.2 Determinación de contenido de cloruros (MI SWACO, 2001)[13].

- Medir 1 o 2 mL de filtrado dentro de un recipiente de valoración.

- 2. Añadir la cantidad de ácido requerida para la valoración de Pf.

- 3. Añadir 25 mL de agua destilada y 10 gotas de la solución de cromato de potasio. Agitar continuamente y valorar con la solución normal de nitrato de plata, gota a gota de la pipeta, hasta que el color pase de amarillo a rojo anaranjado y permanezca en este color durante 30 segundos.

- Registrar el número de mL de nitrato de plata requeridos para lograr el punto final. (Si se utiliza más de 10 mL de solución de nitrato de plata 0,282N, considerar repetir la prueba con una muestra más pequeña de filtrado medida con precisión, o diluir usando el factor de dilución.)

Si la concentración iónica de cloruro del filtrado es inferior a 10.000 mg/l, utilizar la solución de nitrato de plata 0,0282 N equivalente a 0,001 g de ion Cl^- por mL.
Indicar la concentración iónica de cloruro del filtrado en miligramos por litro, calculada de la siguiente manera:

$$Cl^- \text{ (mg/l)} = \frac{\text{mL de nitrato de plata 0,0282 N x 1.000}}{\text{mL de filtrado}}$$

4.6.3 Dureza de calcio. En esta prueba se determina la concentración de iones de calcio en un fluido de perforación. En muchos campos de petróleo, el agua disponible es bastante dura. Las arcillas de perforación tienen bajos puntos cedentes cuando son mezcladas en agua dura. Cuanto más dura sea el agua, más bentonita será necesaria para obtener un lodo con un esfuerzo de gel satisfactorio.

Cualquier contaminación extensa de calcio puede producir grandes pérdidas de agua y altos geles. El efecto perjudicial del cemento sobre el pf más alto se debe a la alta alcalinidad (contenido de cal). Valores permisibles en el lodo cuya fase continua es el agua, se encuentran en un rango desde 0 hasta un máximo de 150mg/L (MI SWACO, 2001)[13]**.**

4.6.3.1 Equipo prueba dureza del calcio.

- Pipeta de 5 mL.
- Pipeta de 1 mL.
- Probeta graduada de 50 mL
- Disolución tituladora de dureza total (EDTA).
- Solución amortiguadora de calcio.
- Polvo indicador CalVer II.
- Agua destilada.

4.6.3.2 Procedimiento para determinar la dureza del calcio (MI SWACO, 2001)[13].

- Recoger una muestra de filtrado usando el método de filtrado API.

- Agregar de 20 a 50 mL de agua destilada en la capsula de porcela.

- Agregar 5 gotas de solución amortiguadora de calcio.

- Agregar 0,25 a 0,5 g de polvo indicador Calver II, y el color cambiará a rojo si existe presencia de calcio.

- Dosificar lentamente con el EDTA hasta que el color cambie de rojo a violeta azul.

- Calcular la concentración de calcio en mg/L.

$$\text{Dureza de Calcio} = \frac{(\text{mL THTS} * 400)}{\text{mL filtrado}} = \frac{\text{mg}}{\text{L}}$$

4.7 PRUEBAS ESPECÍFICAS.

Estas son realizadas con muestras de las formaciones de nuestro estudio, acompañadas del lodo base Amina – PHPA. Estas pruebas tienen la finalidad de

analizar cuan efectivo es el fluido de perforación en la inhibición de las arcillas reactivas.

4.7.1 Capacidad de azul de metileno O MBT (Capacidad de intercambio catiónico). Es la capacidad total de absorción de las arcillas. La prueba MBT es usada de 2 maneras. Primero que todo, es una medida directa del contenido de bentonita del fluido de perforación, y como tal, es una herramienta de diagnóstico en la detección de problemas. En segunda instancia, se usa en conjunto con los datos de la retorta, peso de lodo y análisis de filtrado en la evaluación de las cantidades respectivas de cada tipo de sólidos presentes en el fluido de perforación (Figura 29). En lodos nuevos los cuales no han sido expuestos a contaminación, los valores permisibles no son apreciables ya que esta prueba mide la reactividad de las arcillas que se van perforando, por otro lado cuando la prueba MBT es corrida en muestras de formación están considerados valores bajos que no sobrepasen 25 lb/bbl y valores altos de reactividad son aquellos que ascienden de 25 lb/bbl. El intervalo de CEC para materiales minerales arcillosos puros está indicado en la tabla 9.

Tabla 9. CEC de las arcillas.

ARCILLA	CEC (meq/100 g)
Esmectita	80-200
Vermiculita	100-180
Ilita	10-50
Clorita	10-40(20)
Kaolinita	3-10
Halloisita	10-40
Montmorillonita	120-250
Sepiolita-paligorskita	20-35

Fuente. (Q-MAX, 1998)[17].

Figura 29. Equipo MBT.

Fuente: SUDECAP S.A.S.

Equipo.

- Jeringa de 3 mL.
- Bureta de 50 mL.
- Micropipeta de 0.5 mL.
- Erlenmeyer de 250 mL con tapón de caucho.
- Bureta o pipeta de 10 mL.
- Probeta graduada de 50 mL.
- Varilla de agitación.
- Plancha de agitación y calentamiento.
- Papel filtro: 11 cm de diámetro, No 1 o equivalente.

Reactivos.

- Solución de azul de metileno: 1 mL = 0.01 miliequivalentes 3,74 g de azul de metileno de calidad USP ($C_{16}H_{18}N_3SCl.3H_2O$) por litro.
- Solución de ácido sulfúrico 5N.
- Peróxido de hidrógeno, solución al 3%.

4.7.1.1 Procedimiento prueba de azul de metileno (MI SWACO, 2001)[13].

- Añadir 2 mL de lodo (o un volumen adecuado de lodo que requiera de 2 a 10 mL de reactivo) a 10 mL de agua en el matraz Erlenmeyer.

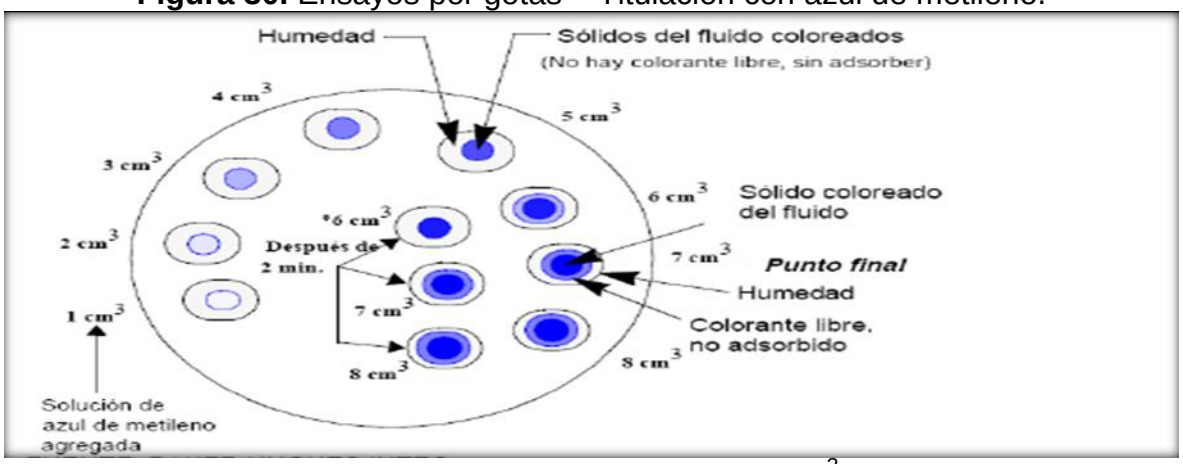
• Añadir 15 mL de peróxido de hidrógeno de 3% y 0,5 mL de la solución de ácido sulfúrico 5 N, y mezclar revolviendo antes de calentar.

• Hervir a fuego lento durante 10 minutos. Diluir con agua hasta obtener una solución de aproximadamente 50 mL.

Observación: Además de la bentonita, los lodos de perforación suelen contener otras sustancias que absorben el azul de metileno. El tratamiento con peróxido de hidrógeno tiene por objeto eliminar el efecto de las materias orgánicas tales como CMC (carboximetilcelulosa), poliacrilatos, lignosulfonatos y lignitos.

• Añadir la solución de azul de metileno, agregando cada vez una cantidad de 0.5 mL de la bureta o pipeta al matraz. Después de cada adición, introducir el tapón de caucho y agitar el contenido del matraz durante unos 30 segundos. Mientras que los sólidos están suspendidos, extraer una gota del matraz con una varilla de vidrio y colocarla sobre el papel filtro. Se alcanza el punto final de la valoración cuando el colorante aparece en la forma de un círculo azul verdoso alrededor de los sólidos teñidos (Figura30).

Figura 30. Ensayos por gotas – Titulación con azul de metileno.



Fuente: (BAKER HUGHES, 1998)[3].

• Al detectar el color azul verdoso que se está propagando a partir del punto, agitar el matraz durante 2 minutos adicionales y añadir otra gota al papel filtro. Si se observa otro círculo azul verdoso, el punto final de la valoración ha sido alcanzado. Si el círculo no aparece, repetir la operación anterior hasta que una gota extraída después de agitar por 2 minutos muestre el color azul verdoso.

• Registrar el volumen (mL) de solución de azul de metileno usado.

Capacidad de Azul de Metileno (MBT) del lodo según el sistema inglés (lb/bbl) = (cm^3 de azul de metileno/cm^3 de lodo) x 5.

Capacidad de Azul de Metileno de la Lutita (equiv. bentonita).
MBT según el sistema inglés (lb/bbl) = CEC x 5.

4.7.1.2 Capacidad de intercambio catiónico para las lutitas (MI SWACO, 2001)[13].

- Se pesa con precisión una cantidad de aproximadamente 1 g de lutita molida deshidratada, colocándola dentro de un matraz Erlenmeyer de 150 mL y añadiendo 50 mL de agua desionizada.

- Se hace hervir la lechada de lutita a fuego lento, con 0,5 mL de ácido sulfúrico 5 N, durante 10 minutos.

- Luego se deja enfriar y se valora la lechada por incrementos de 0,5 mL con la solución de azul de metileno 0,01 N.

CEC en miliequivalentes/100 g de lutita = (mL de azul de metileno / g de muestra)

4.7.2 Equipo dinámico de hinchamiento lineal. El equipo dinámico de hinchamiento lineal provee un método muy eficaz para examinar la interacción entre los fluidos base agua y las muestras minerales que contienen arcillas reactivas bajo condiciones simuladas mientras el fluido están en movimiento (BAROID, 2009)[2]. La prueba consiste en colocar simultáneamente en una celda agua y muestra de formación que tiene cierta Capacidad de Intercambio Catiónico, y en otra celda la muestra de lodo con la misma muestra de formación (Figura 31).

Figura 31. Equipo dinámico de hinchamiento lineal.

Fuente: MI SWACO.

Similar a la capacidad de intercambio catiónico, pero expresado como el aumento de volumen inicial de una pastilla de material reconstituido y comprimido. El aumento de volumen es por efecto de la unión física y química de moléculas de agua que entran en la estructura cristalina del mineral como consecuencia del intercambio catiónico. Se expresa como porcentaje de hinchamiento medido en una dirección, por un lapso de tiempo predeterminado.

Se inicia la prueba y se somete la celda a calentamiento y agitación simulando las condiciones del pozo, y luego de 20 horas expuesto al medidor de hinchamiento lineal se obtiene un porcentaje de hinchamiento, tanto del agua como del lodo de perforación lo cual nos permite realizar una comparación entre ellos (BAROID, 2009)[2].

Las características de hinchamiento observadas, son utilizadas para anticipar o corregir los problemas, a menudo imprevisibles, encontrados con frecuencia mientras se perfora formaciones de arcilla. Es una herramienta muy útil al diseñar fluidos de perforación o al probar el comportamiento de lodos existentes, porque demuestra los cambios en las interacciones arcilla/fluido, por períodos del tiempo corto (0 – 5 minutos) así como por períodos más largos (> 350 minutos), embotamiento de broca, la fricción de la tubería, reducción del agujero y otros problemas de la arcilla se pueden predecir por adelantado, permitiendo a la operadora seleccionar el fluido de perforación apropiado y por lo tanto alcanzar la estabilidad del pozo.

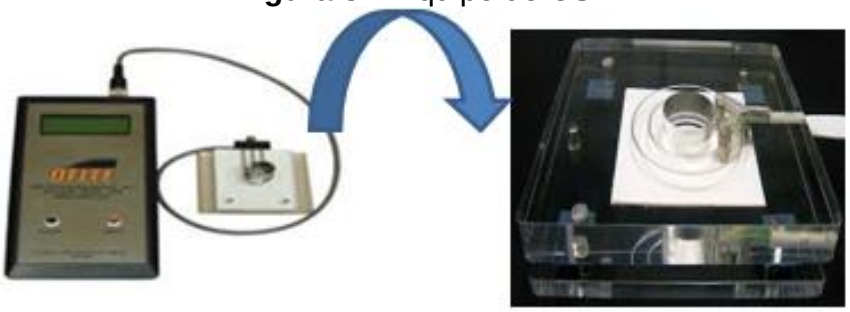
4.7.3 Prueba de tiempo de succión capilar (CST). La prueba CST mide el tiempo que tarda una determinada cantidad de solución (agua + inhibidor) en atravesar una muestra de arcilla y desplazarse radialmente entre dos electrodos sobre un área de papel filtro poroso. La prueba CST proporciona un indicio de la tendencia de hidratación y reactividad de la arcilla por medio de la simulación de las fuerzas cortante y química presentes durante la prueba; por ende, a mayor tiempo de filtrado es menor la efectividad de la inhibición, por consiguiente la muestra de arcilla está hidratándose, generando hinchamiento de esta. El CST como se muestra en la Figura 32 sea usado para caracterizar lutitas o arcillas, para optimizar la concentración de electrolitos en los fluidos de perforación y para minimiza su efecto sobre las formaciones de arcilla (BAROID, 2009)[2].

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

4.7.3.1 Equipo.

- Equipo CST.
- Celda licuadora de 100 mL.
- Jeringa de 2 mL.
- Papel para CST.
- Balanza electrónica.
- Agua destilada.

Figura 32. Equipo de CST.



Fuente: SUDECAP S.A.S.

4.7.3.2 Procedimiento (BAROID, 2009)[2].

- Limpiar y secar el cabezal de ensayo.

- Colocar el papel filtro en la parte superior del soporte del cabezal de ensayo, y colocar el bloque conteniendo las probetas o sondas de acero inoxidable en él, con el lado de la probeta mirando hacia abajo, sobre la parte superior del papel filtro.

- Lavar la muestra y pasar lutitas secas a través de tamiz de malla número 20 hasta obtener tres gramos.

- Moler la muestra en el mortero, hasta que pase a través del tamiz de malla No 100, luego pesar un gramo.

- Colocar la muestra pesada en la celda licuadora.

- Preparar 100 mL de una solución base agua destilada con una concentración de inhibidor requerida.

- Luego colocar la solución preparada dentro de la celda licuadora.

• Licuar la solución por un minuto e inmediatamente tomar una muestra de solución de aproximadamente 2 mL con una jeringa.

• Colocar la solución preparada dentro del cabezal de ensayo CST.

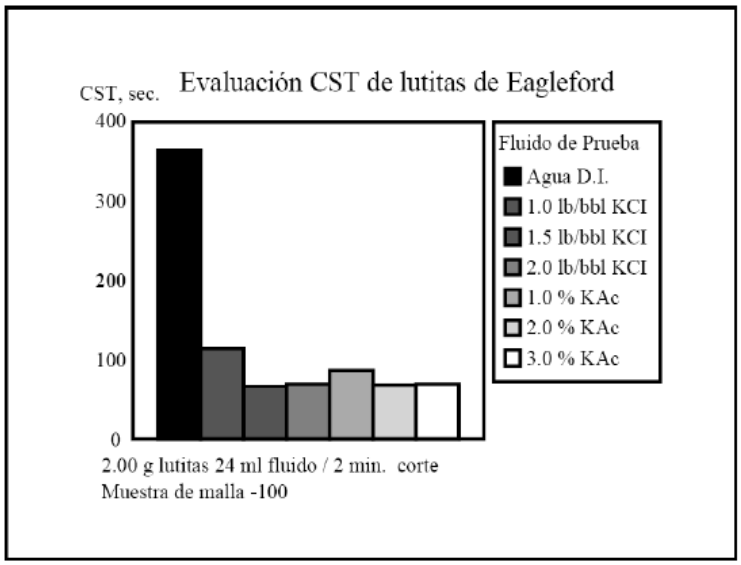
• Esperar por el “beep” y leer el tiempo de succión capilar.

• Remover cuidadosamente el parte superior del cabezal de ensayo. Remueva el papel de CST de la base y descartar.

• Repetir un mínimo de tres medidas por muestra, y realice un promedio de CST.

Interpretación: Los resultados de la prueba CST son graficados para mostrar el valor de CST en tiempo según el tipo de fluido a prueba. El valor de CST es una indicación de la permeabilidad. Las partículas muy dispersables dan valores de baja permeabilidad de la costra y alto CST. Las partículas floculadas dan valores de alta permeabilidad de la costra y bajo CST. El valor de CST depende del tipo de sólidos y el contenido de la lechada, el grado de mezclado, pH, salinidad, tipo concentración de polímeros. Los resultados del ensayo CST muestran los efectos inhibidores de varias sales y sus concentraciones en la dispersión de una lutita. Como podemos observar en la Figura 33 los menores tiempos de succión capilar están dados por los fluidos de KCl de concentración 1.5 lb/bbl y el fluido de KAc al 2%.

Figura 33. Ejemplo de resultado CST.



Fuente: (BAROID, 2009)[2].

4.7.4 SEM (Microscopia electrónica de barrido). En el microscopio electrónico de barrido, posee un campo magnético que permite enfocar los rayos catódicos (electrones) y obtener una imagen tridimensional, por el examen de la superficie de las estructuras, permitiendo la observación y la caracterización de materiales orgánicos e inorgánicos, proporciona aumentos de 200.000 diámetros (Figura 34).

Figura 34. Microscopio electrónico de barrido.

Fuente: MI SWACO.

4.7.4.1 Descripción del equipo. El SEM consta de las siguientes partes:

- Cañón de electrones (e^-).
- Filamento de tungsteno o de hexaboruro de lantano-LaB6.
- Ánodo.
- Columna en vacío.
- Lentes condensadores (centran y dirigen el rayo de electrones).
- Lentes Objetivas (controlan la cantidad de electrones del haz).
- Detectores para colectar y medir electrones (producción de imagen).
- Bobinas de barrido (obligan al haz a barrer la muestra).
- Control de aumento.
- Generador de barrido.
- Colector de electrones (electrones se atraen y se aceleran).

- Escintilador (convierte la energía cinética de los e- en luz visible).
- Amplificador.
- Pantalla (imagen).
- Bombas de vacío.

4.7.4.2 Diagrama de funcionamiento. La muestra es colocada en un pequeño espacio, al cual se le hace vacío después de cerrada la puerta. La puerta tiene tres palancas que el operador usa para: subir y bajar la muestra, rotar la muestra y acercarla o alejarla (MI SWACO, 2001)[13].

Un haz delgado de electrones, es producido en la parte superior del microscopio por medio del calentamiento de un filamento metálico (10-30 KV). El rayo de electrones primarios sigue un recorrido a través de la columna de vacío del microscopio, esto, con el propósito, de evitar la dispersión de los electrones. El trayecto del haz de electrones es enseguida modificado por un conjunto de bobinas deflectoras que lo hacen recorrer la muestra punto por punto y a lo largo de líneas paralelas (barrido), y a su vez atraviesa las lentes condensadoras o electromagnéticas que le permiten ser reenfocado o centrado hacia la muestra.

Posteriormente, el diámetro del haz de electrones puede ser modificado al pasar por las lentes objetivas que controlan la cantidad de electrones dentro de este. Cuando los electrones primarios golpean la muestra, son emitidos electrones secundarios por el propio espécimen. Estos electrones secundarios son atraídos por un colector donde se aceleran y se dirigen al escintilador, donde la energía cinética es convertida en puntos de mayor o de menor luminosidad, es decir, en luz visible. Esta luz es dirigida a un amplificador donde se convierte en señal eléctrica, la cual pasa a una pantalla de observación donde la imagen es formada línea por línea y punto por punto. Los circuitos que dirigen las bobinas de barrido (que obligan al haz a barrer la muestra), son las mismas que dirigen la parte de colección de electrones y que producirán la imagen (Electron Microprobe Analysis and Scanning Electron Microscopy in Geology, 2005)[9].

5. PRUEBAS PARA EL DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.

En este capítulo se hará mención al fluido usado en la perforación del campo Opón en las formaciones Zorro – Diamante, se muestra los resultados arrojados en las pruebas de laboratorio y se determinara cual es el diseño de fluido base más adecuado para minimizar el hinchamiento de las arcillas en dicha formación**.**

5.1 ESTADO MECÁNICO Y LODO UTILIZADO.

La perforación del campo Opón en las formaciones Zorro – Diamante son perforados en dos fases, cada fase tiene una formulación de lodo diferente, ajustándose a los requerimientos operativos que la formación requiere. La primera sección va desde superficie hasta 1500 ft, donde el fluido no presenta ningún inconveniente y la perforación se realiza según el tiempo estipulado. Por otro lado en la sección de 1500 ft hasta 3500 ft se presentan inconvenientes con la interacción del lodo con las arcillas, lo que produce retrasos en la perforación, hasta problemas de embotamiento de la broca hasta pega de tubería. Por ella el estudio se centrara en la perforación de la segunda sección, en la formulación de un lodo que prevenga el hinchamiento de las arcillas y evite este tipo de problemas en la perforación de los pozos en dicha formación.

5.1.1 Fase I: Esta fase esta a su vez subdividida por otras dos fases. La primera de estas va desde superficie hasta 100 ft aproximadamente. Esta sección se inicia con una broca de 12 ½” y se reviste con casing de 9 5/8”. La segunda sección se perfora con broca de 8 ½” hasta 1500 ft y se reviste hasta superficie con revestimiento de 7”.

Debido a que la sección que se perfora es una formación de conglomerado con matriz arenosa, no hay problemas asociados a la arcilla, por lo que el lodo utilizado corresponde a sistema de fluido de inicio cuya concentración y propiedades de este fluido se verán en las Tablas 10 y 11.

Tabla 10. Formulación lodo fase I campo Opón.

PRODUCTO	CONCENTRACIÓN (lb/bbl)
Bentonita	17
Extendedor de Bentonita	0,05
Soda Caustica	0,2

Elaborado por: Alejandro Hernández.

Tabla 11. Propiedades del fluido fase I campo Opón.

Densidad (lpg)	8,4
Retorta	
Agua %	90
Sólidos %	10
Aceite %	0
Reología @ 70 ^{o}F	
600 rpm	32
300 rpm	22
200 rpm	12
100 rpm	10
6 rpm	4
3 rpm	2
PV, cP	10
YP, lbs/100 ft^2	12
Geles (10segs/10min) (lbs/100 ft^2)	4 / 6
Filtrado API, mL/30 min	14.4
Cake 1/32" pulgada	2
Análisis Químico	
Alcalinidad, Pf/Mf, mL/mL	0,4 / 1,2
Cloruros, mg/L	100
Calcio , mg/l	80
MBT, lb/bbl	17,5
pH	9,08

Elaborado por: Alejandro Hernández.

5.1.2 Fase II: En esta sección se perfora con broca de 6 ½" desde 1500 ft a 3500 ft en hueco abierto, en esta parte se usa un lodo que ataque las arcillas ya que si no se tienen en cuenta puede producir derrumbe en la formación y pega en la tubería por empaquetamiento.

En esta sección ha venido trabajando con una formulación de lodo (Tabla 12), y se han presentado varios problemas debido a que el fluido entra en contacto directo con arcillas altamente reactivas y no se cuenta en dicha formulación con un inhibidor que interactúe con la formación y minimice al máximo el hinchamiento de la misma, lo que nos conlleva a la generación de tiempos no productivos en la

perforación como los son disminución en la ROP, embotamiento de la broca y pega de tubería.

Tabla 12. Formulación lodo fase II campo Opón.

PRODUCTO	CONCENTRACIÓN (lb/bbl)
Bentonita	10
Soda Cáustica	0,2
Goma Xantica	0,45
Pac R	0,7
$CaCO_3$	35
Lubricante	2

Elaborado por: Alejandro Hernández.

En la Tabla 13 se presentan los resultados obtenidos del fluido de perforación usado en la fase II del campo Opón. En el informe se observa que el fluido de perforación posee una alta cantidad de sólidos datos que lo reflejan en el análisis de retorta y la PV; el filtrado API es muy alto siendo de 9 mL en donde no debería ser mayor a 5 mL demostrando que el Lodo está sufriendo una deshidratación e invasión de agua a la zona de formación y un Cake de 2mm estando en el tope máximo pero no muy consistente debido a la alta concentración de bentonita usada en la elaboración del fluido y por último se destaca las 25 lb/bbl del MBT indicando así que el fluido de perforación se encuentra medianamente reactivo en donde no están siendo inhibidas las arcillas de la perforación.

Tabla 13. Propiedades lodo fase II campo Opón.

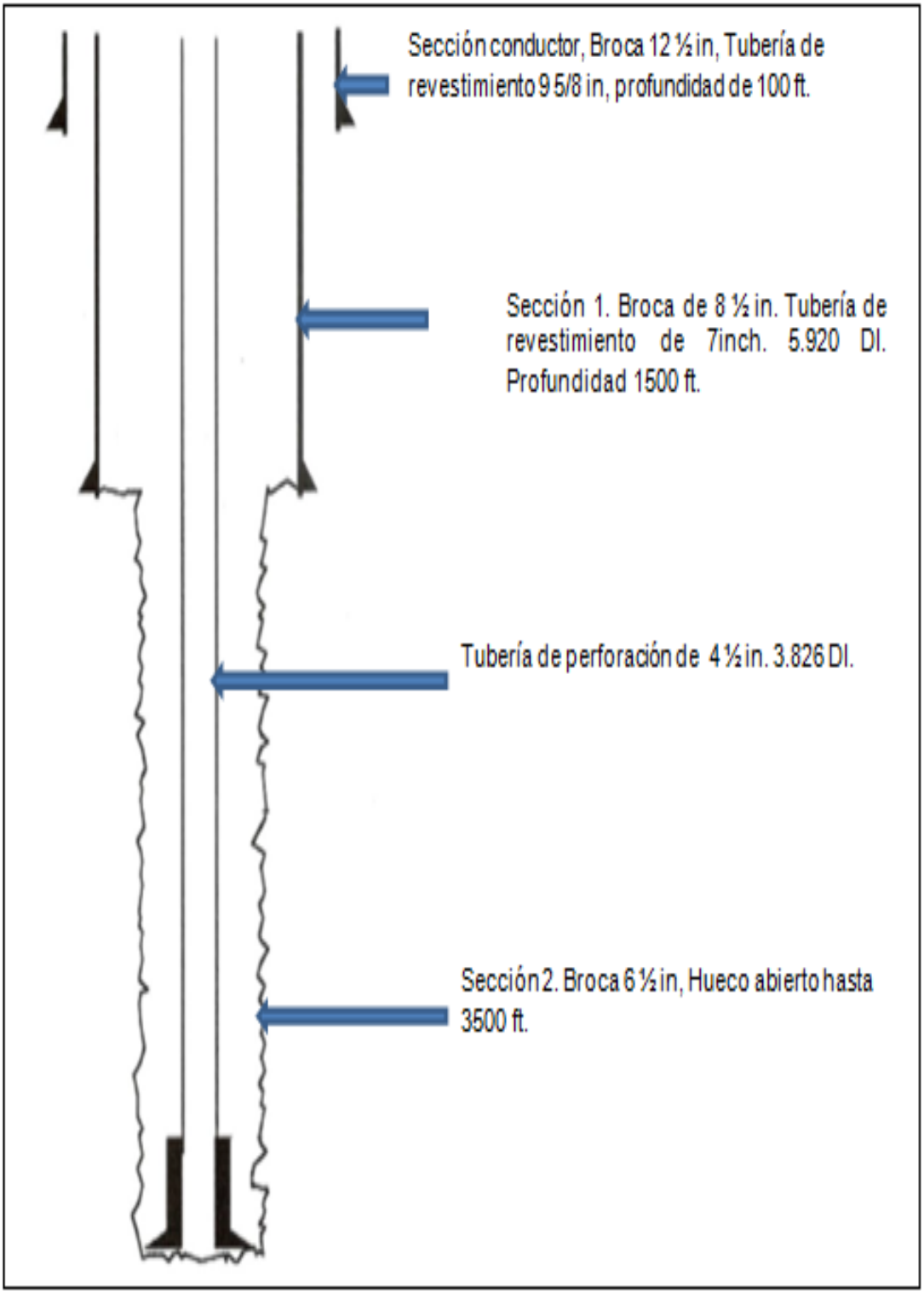
Densidad (lpg)	8,8
Retorta	
Agua %	88
Sólidos %	10
Aceite %	2
Reología @ 70 ^{o}F	
600 rpm	84
300 rpm	60
200 rpm	52
100 rpm	40
6 rpm	16
3 rpm	13
PV, cP	24
YP, lbs/100 ft^2	36
V.A, cP	42
Geles (10segs/10min) (lbs/100 ft^2)	16 / 20
Filtrado API, mL/30 min	9
Cake 1/32" pulgada	2
Análisis Químico	
Alcalinidad, Pf/Mf, mL/mL	0,4 / 0,9
Cloruros, mg/L	100
Calcio , mg/l	80
MBT, ppb	25
pH	8,02

Elaborado por: Alejandro Hernández.

5.2 ANÁLISIS CUANTITATIVO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA.

En este capítulo se analizan las ventajas y desventajas que tienen cada uno de los fluidos de manera cuantitativamente. Para el desarrollo de este capítulo se toma como base los datos de perforación del campo Opón en las formaciones Zorro – Diamante (Figura 35) de los pozos de estudio los cuales presentaron problemas en la perforación.

Figura 35. Estado mecánico Pozo campo Opón.



Elaborado por: Alejandro Hernández.

VOLUMEN DEL POZO = SECCION 1 + SECCION 2 + SECCION 3

"**SECCION 1** (Color Amarillo)"

Diametro Interno Revestimiento : 5,92inch
Diametro Externo Tuberia : 4,5inch
Profundidad(I) : 1500ft

$$\text{Vol (I)} = \frac{(\text{D.I CSG})^2 - (\text{D.E TUBERIA})^2}{1029{,}4} * \text{PROFUN. (I)}$$

$$\text{Vol (I)} = \frac{(5{,}92\text{inch})^2 - (4{,}5\text{inch})^2}{1029{,}4} * 1500\text{ft}$$

VOLUMEN 1 = 22 Bbls.

"**SECCION 2** (Color Verde)"

Diametro Broca : 6,5inch
Diametro Externo Tuberia : 4,5 inch
Profundidad : 2000ft

$$\text{Vol (II)} = \frac{(\text{D BROCA})^2 - (\text{DI TUBERIA})^2}{1029{,}4} * \text{PROFUN. (II)}$$

$$\text{Vol (II)} = \frac{(6{,}5\text{inch})^2 - (4{,}5\text{inch})^2}{1029{,}4} * 2000\text{ft}$$

VOLUMEN 2 = 43 Bbls.

"**SECCION 3** (Color Rojo)"

Diametro Interno Tuberia : 3,826inch
Profundidad : 3500ft

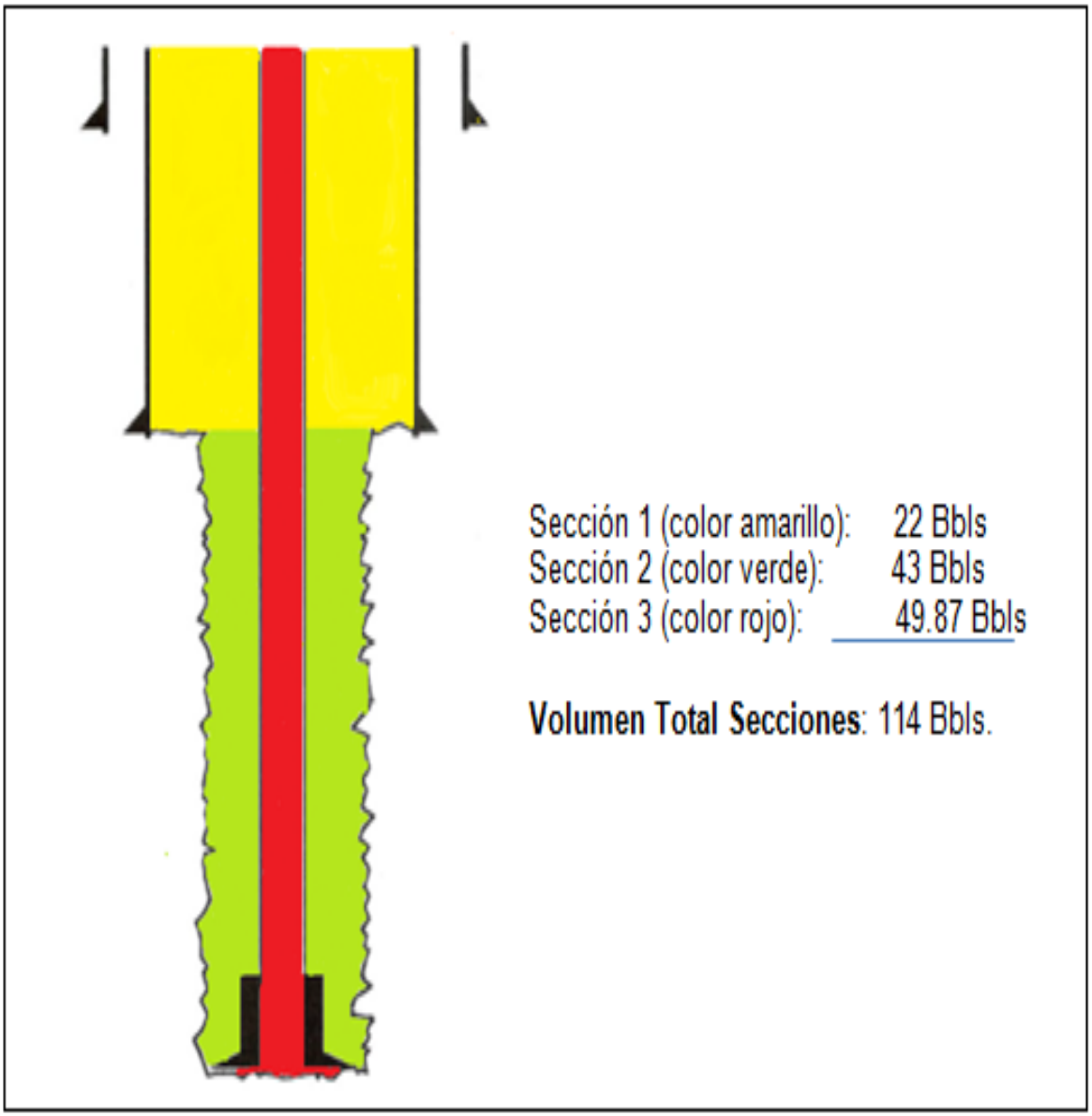
$$\text{Vol (III)} = \frac{(\text{D.I TUERIA})^2}{1029{,}4} * \text{PROFUN. (III)}$$

$$Vol\ (III) = \frac{(3{,}83inch)^2}{1029{,}4} * 3500ft$$

VOLUMEN 3 = 49,87Bbls.

VOLUMEN TOTAL SECCIONES DEL POZO

Figura 36. Distribución volúmenes del pozo.



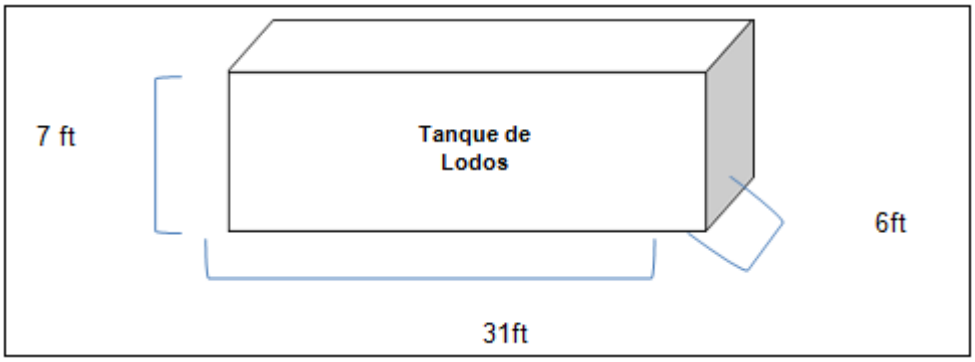
Elaborado por : Alejandro Hernandez.

Tabla 14. Volumen de superficie.

VOLUMEN DE SUPERFICIE = TANQUE LODOS					
	L	A	H	ft^3	BbLS
DIMENSIONES	31	6	7	1302	231,88

Elaborado por: Alejandro Hernández.

Figura 37. Volumen del tanque de lodos.



Elaborado por: Alejandro Hernández.

VOLUMEN TOTAL DE CIRCULACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Volumen Total de Secciones: 114 Bbls
Volumen de Superficie: 231,88 Bbls
Volumen total: 346 Bbls.

5.2.1 Costos y resultados de laboratorio en la elaboración del diseño del fluido de perforación. A continuación se presentan los costos para la elaboración del fluido de perforación empleando concentraciones en mínimo, medio y máximo (Tabla 17), también los resultados obtenidos de las pruebas realizadas a los productos a emplear para el diseño del fluido de perforación. Se realizara el costo por barril ($Pesos/Bbl), tanto del fluido utilizado en el campo Opón en las formaciones Zorro – Diamante (Tabla 16), que ha tenido inconvenientes con la arcilla, así como del fluido propuesto para inhibir el hinchamiento de la misma (Tabla 17). El volumen de lodo utilizado en esta sección es mostrado en la Tabla 15.

Tabla 15. Volúmenes requeridos para la perforación del campo Opón formaciones Zorro – Diamante.

Pozo	Formación Zorro - Diamante
Profundidad (ft)	1500 - 3500
Longitud (ft)	2000
Volumen total de Fluido (Bbls)	346

Elaborado por: Alejandro Hernández.

Fluido de perforación utilizado en el campo Opón costo por barril ($Pesos/Bbl) es el siguiente (Tabla 16):

Tabla 16. Costo del fluido de perforación del campo Opón.

Nombre Producto	Concentración (lb/bbl)	COSTOS ADITIVOS	
		Valor Unitario x (Lb)	Costo concentración
Bentonita	10	$ 1.650	$16.500
Controlador de pH (Soda Cáustica)	0,2	$ 2.500	$500
Viscosificante (Goma Xantana)	0,45	$ 9.800	$4.410
Controlador de Filtrado (Pac- R)	0,7	$ 7.500	$5.250
Lubricante	2	$ 7.000	$14.000
Densificante (Carbonato de Calcio)	35	$ 1.045	$36.575
TOTAL ($ Pesos / Barril)			**$60.735**
TOTAL ($ Pesos / 346 Barriles)			**$21'014.310**

Elaborado por: Alejandro Hernández.

Fluido de perforación utilizado en el campo Opón. Costo por barril ($pesos/Bbl) del fluido utilizado es el siguiente:

Costo Bbl = $60.735.

A continuación se presenta los costos del fluido de perforación empleando tres concentraciones y evaluando a nivel laboratorio la concentración mínima y media (Tabla 17).

Tabla 17. Productos a utilizar para fluido de perforación y costo X Lb.

NOMBRE PRODUCTO	CONCENTRACIÓN (lb/bbl)			COSTOS ADITIVOS			
	Mínimo	Medio	Máximo	Valor Unitario x (Lb)	Costo concentración Mínimo	Costo concentración Medio	Costo concentración Máximo
Controlador de pH (Soda Cáustica)	0,15	0.325	0,5	$ 2.500	$375	$813	$1.250
Viscosificante (Goma Xantana)	0,5	1,5	2,5	$ 9.800	$4.900	$14.700	$24.500
Controlador de Filtrado (Pac R)	0,25	0,625	1	$ 7.500	$1.875	$4.688	$7.500
Inhibidor de Arcilla (Amina)	0,5	1	2	$ 7.000	$3.500	$7.000	$14.000
Inhibidor de Arcilla (PHPA)	0,5	1	2	$ 7.100	$3.550	$7.100	$14.200
Lubricante	1	2	3	$ 7.000	$7.000	$14.000	$21.000
Densificante (Carbonato de Calcio)	35	67.5	100	$ 1.045	$36.575	$70.538	$104.500
TOTAL ($ Pesos / Barril)					**$57.775**	**$118.838**	**$186.950**
TOTAL ($ Pesos / Total Volumen 346 Barriles)					**$19'990.150**	**$41'117.775**	**$64'684.700**

Elaborado por: Alejandro Hernández.

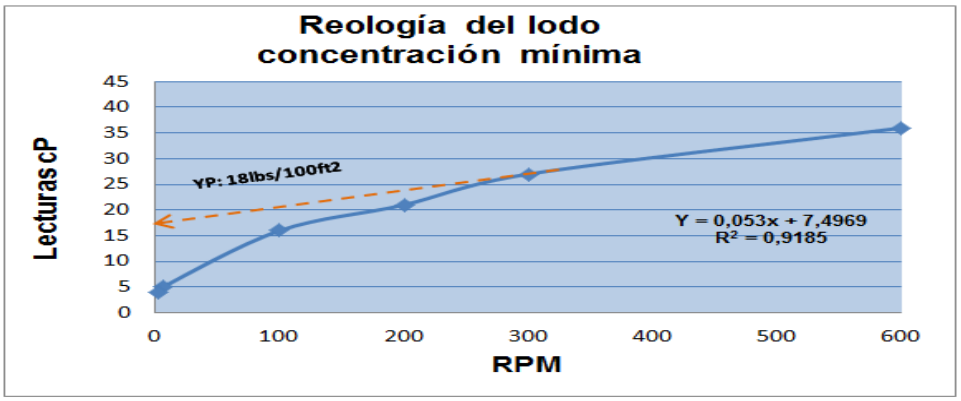
Se preparan en el laboratorio dos fluidos de perforación empleando las concentraciones mínimas y media, realizando las siguientes pruebas (Tabla 18).

Tabla 18. Resultados en concentraciones mínima y media.

CONCENTRACIÓN	MÍNIMA	MEDIA
Densidad (lpg)	8,8	9,25
Retorta		
Agua %	94	93
Sólidos,%	4	5
Aceite,%	2	3
Reología @ 70 ^{o}F		
600 rpm	36	94
300 rpm	27	75
200 rpm	21	66
100 rpm	16	53
6 rpm	5	24
3 rpm	4	19
PV, cP	9	19
YP, lbs/100 ft^2	18	56
VA, cP	18	47
Geles (10segs/10min) (lbs/100 ft^2)	6 / 9	21 / 24
Filtrado API, mL/30 min	6,8	6,2
Cake 1/32” pulgada	1	1
Análisis Químico		
Alcalinidad, Pf Mf, mL/mL	0,4 / 1,1	0,4 / 1,3
Cloruros, mg/L	100	100
Calcio , mg/l	40	40
pH	9,15	9,26

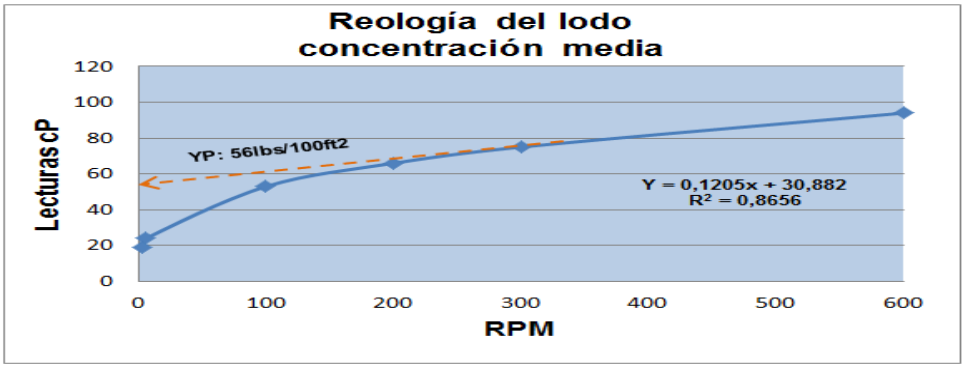
Elaborado por: Alejandro Hernández.

Gráfica 1. Reología con concentración mínima.



Elaborado por: Alejandro Hernández.

Gráfica 2. Reología con concentración media.



Elaborado por: Alejandro Hernández.

De los resultados anteriores (Tabla 18) obtenemos la siguiente información para el diseño de nuestro fluido de perforación:

La densidad del fluido de perforación puede estar entre la mínima 8.8lpg y máxima 9.25lpg debido que la profundidad a la que se va a perforar es hasta 3500ft, siendo la concentración media la más apropiada y suficiente para controlar la presión del pozo.

Los análisis de la retorta indica que en ninguna de las dos concentraciones hay contaminación con sólidos ya que estos sólidos no deben superar el 14% y por lo tanto cualquiera de las dos concentraciones es apropiada por no superar este porcentaje en sólidos.

Los valores de las variables reológicas más apropiados deben estar entre la mínima y media concentración ya que se busca una máxima concentración de PV:

10 y una mínima concentración de YP: 25 donde el fluido de perforación tendría la más mínima cantidad de sólidos y la suficiente fuerza de arrastre. La gráfica 1 muestra un YP 18 lb/100ft^2 teniendo una fuerza de arrastre por debajo y la gráfica 2 nos indica una fuerza de arrastre muy por encima de lo que se está buscando siendo el YP 56 lb/100ft^2.

El filtrado recomendado debe ser máximo 5mL, lo que nos indicaría que no va a sufrir una excesiva pérdida de fluido que pueda deshidratar al lodo, en tal caso, el lodo debe ser tratado para restaurar su debido balance, en las dos concentraciones empleadas se supera los 5mL.

El análisis químico en ninguna de las dos concentraciones presenta alteraciones o problemas debido a que es un fluido de perforación que no ha tenido contacto con ningún tipo de arcilla.

Con el análisis hecho a los resultados obtenidos en las pruebas anteriores se preparan tres fluidos de perforación (Tabla 19) , se mantiene la concentración de la soda caustica en 0,15 lb/bbl para un pH entre 8 - 10, la Goma Xantana en 0.5 lb/bbl, el polímero Pac-R se aumenta a 1lb/bbl para disminuir el filtrado y aumentar la viscosidad junto con la Goma Xantana se logra mantener un YP de mínimo 25 lbs/100 ft^{2,} el lubricante se mantiene en 1 lb/bbl , el carbonato de calcio en 67,5 lb/bbl suficiente para alcanzar un peso 9,25 lpg para controlar presión del pozo a 3500ft y disminuir la filtración, variamos las concentraciones de los inhibidores base Amina – PHPA para analizar sus efectos en la propiedades físico-químicas del fluido de perforación (Tabla 19).

Tabla 19. Productos y concentraciones fluido de perforación No 1, 2 y 3.

Nombre Producto	**Concentración (lb/bbl)**		
	Fluido de perforación No1	**Fluido de perforación No2**	**Fluido de perforación No3**
Controlador de pH (Soda Cáustica)	0,15	0,15	0,15
Viscosificante (Goma Xantana)	0,5	0,5	0,5
Controlador de Filtrado (Pac-R)	1	1	1
Inhibidor de Arcilla (Amina)	0,5	1	2

Inhibidor de Arcilla (PHPA)	2	1	0,5
Lubricante	1	1	1
Densificante (Carbonato de Calcio)	67,5	67,5	67,5

Elaborado por: Alejandro Hernández.

Resultados obtenidos de los fluidos de perforación No 1, 2 y 3 (Tabla 20).

El inhibidor de arcilla base amina se comporta en el fluido como un agente dispersante como lo muestra la Tabla 20 las propiedades reológicas del fluido disminuyen notablemente y el inhibidor de arcilla base PHPA se comporta en el fluido como un agente viscosificante como lo muestra la Tabla 20 las propiedades reológicas del fluido aumentan.

Los resultados obtenidos del Fluido de perforación No 3 son los más óptimos debido que cumple con todas las características físico-químicas planteadas para la elaboración de este proyecto:

La densidad de 9,25 lpg es más que suficiente para controlar la presión del pozo a 3500ft.

Los análisis de retorta presentan el 5% de sólidos y por lo tanto es un valor muy inferior al 14% de sólidos.

El reograma de la gráfica No 5 nos muestra valores de PV: 9 y un YP: 35 siendo estos los más adecuados porque no supera la cantidad máxima de sólidos que nos planteamos de un PV: 10 y su fuerza de arrastre es superior a un YP: 25 sin estar muy por encima según se observa en los reogramas de las gráficas No 3 y 4.

El filtrado fue controlado al aumentar a 1lpb el PAC-R y manteniendo la concentración de carbonato de calcio en 67.5 lb/bbl para realizar un Cake delgado y consistente junto con el PAC-R.

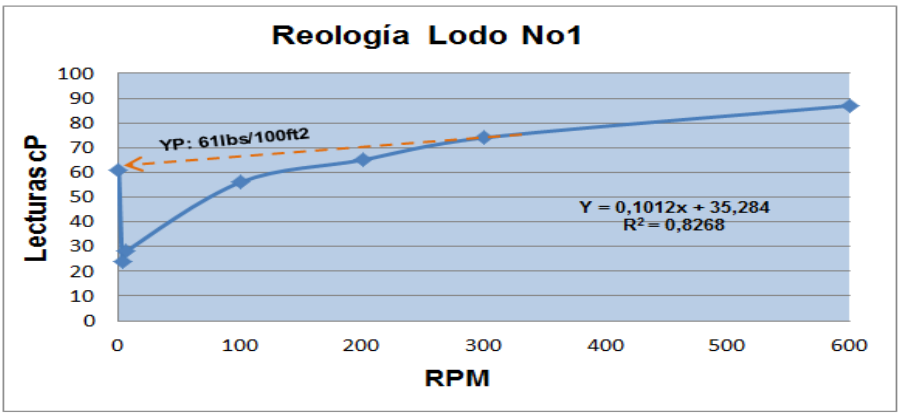
El análisis químico no presenta ningún tipo de alteración o problema debido a que es un fluido de perforación que no ha tenido contacto con ningún tipo de arcilla y el pH de 9.18 nos indica que está dentro del rango óptimo (pH 8 – 10) para la hidratación de los polímeros usados para la elaboración del fluido de perforación.

Tabla 20. Resultados fluidos de perforación No 1, 2 y 3.

FLUIDO DE PERFORACIÓN	No 1	No 2	No 3
Densidad (lpg)	9,25	9,25	9,25
Retorta			
Agua %	93	93	93
Sólidos %	5	5	5
Aceite %	2	2	2
Reología @ 70 ^{o}F			
600 rpm	87	72	53
300 rpm	74	60	44
200 rpm	65	51	36
100 rpm	56	43	27
6 rpm	28	16	8
3 rpm	24	14	6
PV, cP	13	12	9
YP, lbs/100 ft^2	61	48	35
VA, cP	43,5	36	26,5
Geles (10segs/10min) (lbs/100 ft^2)	25 / 28	16 / 19	6 / 8
Filtrado API, mL/30 min	4,6	4,6	4,6
Cake 1/32" pulgada	1	1	1
Análisis Químico			
Alcalinidad, Pf/Mf, mL/mL	0,4 / 1,3	0,4 / 1,2	0,4 / 1,1
Cloruros, mg/L	100	100	100
Calcio , mg/l	40	40	40
pH	9,36	9,28	9,18

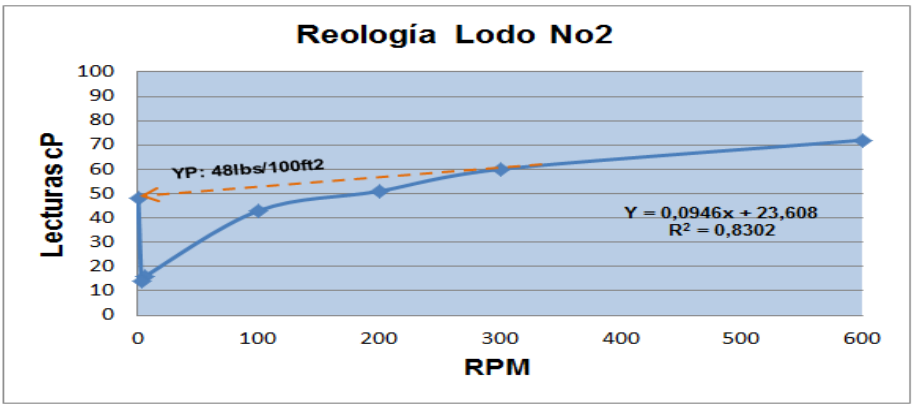
Elaborado por: Alejandro Hernández.

Gráfica 3. Reología fluido de perforación No1.



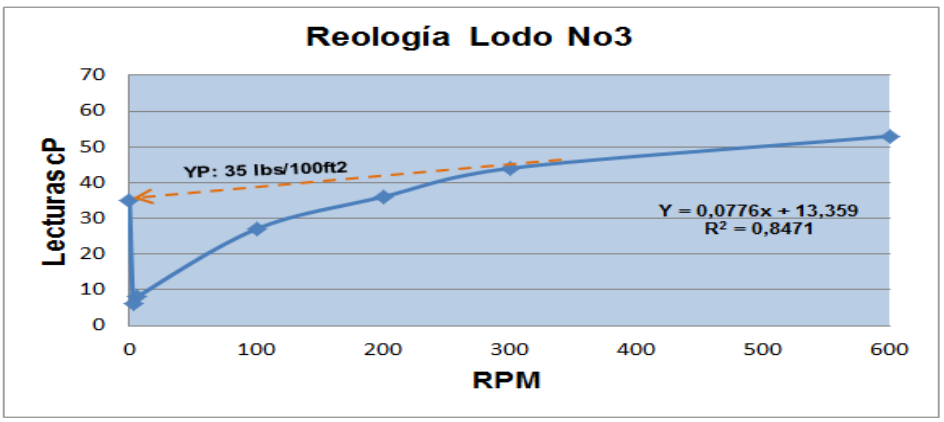
Elaborado por: Alejandro Hernández.

Gráfica 4. Reología Fluido de perforación No2.



Elaborado por: Alejandro Hernández.

Gráfica 5. Reología Fluido de perforación No3.



Elaborado por: Alejandro Hernández.

Una vez realizado las pruebas de laboratorio al fluido de perforación y según la concentración de química utilizada en la elaboración del fluido el costo es el siguiente (Tabla 21).

Tabla 21. Costo del diseño del fluido de perforación base Amina – PHPA.

Nombre Producto	Concentración (lb/bbl)	COSTOS ADITIVOS	
		Valor Unitario x (Lb)	Costo concentración
Controlador de pH (Soda Cáustica)	0,15	$ 2.500	$375
Viscosificante (Goma Xantana)	0,5	$ 9.800	$4.900
Controlador de Filtrado (Pac R)	1	$ 7.500	$7500
Inhibidor de Arcilla (Amina)	2	$ 7,000	$14.000
Inhibidor de Arcilla (PHPA)	0,5	$ 7.100	$3.550
Lubricante	1	$ 7.000	$7.000
Densificante (Carbonato de Calcio)	67,5	$ 1.045	$70538
TOTAL ($ Pesos / Barril)			**$107.488**
TOTAL ($ Pesos / 346 Barriles)			**$37'190.675**

Elaborado por: Alejandro Hernández.

El costo por barril ($ Pesos / Bbl) del fluido de perforación base Amina - PHPA es:

Costo Bbl = 107.488$ Pesos / Bbl

Por lo tanto el costo total de fluido para cada diseño de fluido de perforación, utilizado y/o propuesto es mostrado en la Tabla 22.

Tabla 22. Costo de fluido de perforación de la Sección.

Fluido de perforación	Costo fluido de perforación ($ Pesos)
Fluido de perforación utilizado Campo Opón	21'014.310
Fluido de perforación base Amina- PHPA	37'190.675

Elaborado por: Alejandro Hernández.

5.2.2 Costo de la operación sin la aplicación del fluido propuesto. Así como el fluido de perforación propuesta infiere en un aumento del costo por barril del mismo, seguir con el fluido utilizado, como bien se menciona en el capítulo 3.3 problemas durante la perforación del campo Opón, trae problemas operacionales en la perforación de dichos pozos, por ello se generan costos adicionales para darle solución a los mismos.

5.2.2.1 Embotamiento broca. El embotamiento de la broca se da básicamente por la interacción de la arcilla con el BHA y la tubería, este costo adicional es el valor del día de taladro (80'000.000 $pesos) debido a que es una operación que demora alrededor de 16 a 18 horas mientras se hace el viaje hacia arriba para sacar tubería, la revisión, limpieza de la broca y el viaje hacia fondo nuevamente.

5.2.2.2 Pega de tubería. La pega de tubería es el problema en la perforación que acarrea más costos, según la dimensión del problema mismo.

5.2.2.3 Herramienta de Indicador de punto libre. Es una herramienta utilizada para saber en qué punto inicia la pega para así saber en qué profundidad se encuentra dicha pega para así situar las herramientas que se necesitan para despegar la tubería.

5.2.2.4 Backoff. Es un procedimiento que se realiza para despegar la tubería mediante golpes con un martillo hidráulico liberar la tubería, y mediante un viaje hasta fondo con la misma tubería de perforación, enroscar con poco rotaria y poco peso, y así posteriormente sacar la tubería en su totalidad.

5.2.2.5 Fishing. Es un procedimiento de recuperación de herramientas que se han quedado en fondo de pozo y que no han sido posibles recoger debido a que dichas herramientas estas atascadas, colapsadas o defectuosas. En este punto se encuentra la tubería, que puede estar aún atascada, o recostada en la pared del pozo, o si la rosca esta defectuosa o dañada, o si la tubería está colapsada también, entonces se baja esta herramienta llamada overshot, que viene en diferentes tamaños según sea el problema, que atrapa dicha herramienta y si aún

está atascada tiene un martillo hidráulico que genera una fuerza para que esta sea liberada y ser sacada a superficie. No obstante cabe mencionar que esta herramienta es un conjunto de herramientas que son necesarias para dicho procedimiento, el valor del procedimiento como tal, incluye la herramienta así como el operador de esta y su transporte (80'000.000 $pesos).

5.2.2.6 Side Track. Cuando no se logra liberar por ninguno de los métodos anteriormente mencionados, se procede a abandonar el pozo y volverlo a perforar en las inmediaciones del anterior, pero a cierta distancia, para evitar que el pozo anterior, en la zona donde se tuvo el problema, tenga influencia sobre el otro.

Todos los costos de las herramientas y/o procedimientos anteriormente mencionados se presentan en la Tabla 23.

Tabla 23. Costos adicionales en la perforación con fluido utilizado.

Procedimiento	Costo ($pesos)
Embotamiento de la Broca.	80'000.000
Herramienta de Punto Libre.	10'000.000
Back Off.	30'000.000
Fishing.	80'000.000
Side Track.	600'000.000

Elaborado por: Alejandro Hernández.

Comparación de escenarios con fluido utilizado y propuesto. Este escenario es creado para visualizar los costos adicionales que se pueden tener si se sigue utilizando la formulación que se ha venido trabajando.

Por lo tanto se plantea un escenario ideal, un día de operación por cada herramienta y/o situación, en donde se evalúa a manera de costos el uso del fluido utilizado, con el propuesto como se muestra en la Tabla 24.

Tabla 24. Comparación de costos fluido utilizado con fluido de perforación base Amina – PHPA.

Procedimiento	**Costos fluido perforación utilizado campo Opón ($pesos)**	**Costos fluido perforación base Amina – PHPA ($ pesos)**
Preparación del Fluido	21'014.310	37'190.675
Día del Taladro	80'000.000	80'000.000
Embotamiento de la Broca	80'000.000	
Herramienta Punto Libre	10'000.000	
Back Off	30'000.000	
Fishing	80'000.000	
Side Track	600'000.000	
TOTAL	**901'014.310**	**117'190.675**

Elaborado por: Alejandro Hernández.

Por lo tanto un escenario ideal para el uso del fluido utilizado y propuesto se representa en una diferencia de costos siempre y cuando cada operación representada en la anterior tabla dure un día, y se recrea en forma de costos de la siguiente forma:

Diferencia de costos fluido utilizado con fluido base Glicol = **$ 783'823.635 pesos.**

Así de este modo se observa un ahorro considerable en los costos de un **87%**, teniendo todos los escenarios posibles en la perforación de estos pozos.

Basándose en el análisis cuantitativo anteriormente expuesto se concluye que el fluido de perforación más adecuado para el trabajo en estos pozos, es el fluido de perforación base Amina - PHPA, debido a que cumple con todos los parámetros requeridos para la perforación, y además es el que mejor inhibe las arcillas de la formaciones Zorro – Diamante del campo Opón.

6. ANÁLSIS DE RESULTADOS DE PRUEBAS ESPECÍFICAS DEL LODO BASE AMINA – PHPA.

6.1 RECOLECCIÓN DE SÓLIDOS PERFORADOS.

Material de formación se define aquel proveniente del subsuelo, como muestras de pared por percusión y/o herramienta de microtaladro, bien como muestras de recortes de perforación o de canal obtenidas durante el seguimiento geológico o monitoreo de lodo.

En las zarandas se toman los cortes de perforación, se los lava para retirar el exceso de lodo, como indica la Figura 38 (no lavar con fuerza para evitar que la arcilla contenida en los cortes sea expulsada), con el objetivo que se preserve la muestra con la mayoría de las características propias de la profundidad de la cual fueron extraídas. Hay que tener en cuenta que en el m omento de la recolección de sólidos el número de la malla de la zaranda era de 175 micrómetros, con esto se garantiza una perdida mínima de material arcilloso, recolectando granos de tamaños gruesos, medianos y coloidales.

Figura 38. Toma muestras en zaranda.

Elaborado por: Alejandro Hernández.

Dichas muestras se deben guardar en bolsas adecuadas e impermeables (polipropileno / polietileno) como lo indica la Figura 39, identificados con tinta indelebles. Deben reportar la profundidad estimada de origen, para esto se deben conocer los tiempos de viaje y así determinar dicha profundidad. La frecuencia de recolección en intervalos mínimos de 30ft hasta intervalos máximos de 300ft en aquellos horizontes de interés en común acuerdo con la compañía operadora. Los intervalos de recolección deben indicarse con un rango de profundidad, ya que existe un error asociado al origen del recorte.

Figura 39. Recolección de muestras.

Elaborado por: Alejandro Hernández.

6.2 SELECCIÓN DE MUESTRAS PARA PRUEBAS.

Una vez en el laboratorio no todas las muestras que se recolectan son hábiles para las pruebas, por lo que hay que seleccionarlas según su tamaño y composición.

Basados en los reportes geológicos diarios y en los registros proporcionados por la empresa DATALOG, se procede a seleccionar los intervalos de profundidad que presenten porcentajes elevados de arcilla y de lutita según la formación tal como muestra la Tabla 25. Se realizan la prueba de Methyl Blue Test (MBT) para tomar las muestras con mayor porcentaje de reactividad presente en las arcillas. Después de la selección y clasificación de las muestras obtenidas del Pozo CO 39 se obtuvieron las siguientes muestras que se indican en la Tabla 25.

Tabla 25. Muestras seleccionadas para pruebas.

No	FORMACIÓN	PROFUNDIDAD (ft)	LITOLOGIA (%)
1	REAL	140,5 – 240	10%ARENISCA, 80 %LUTITA, 10%CONGLOMERADOS
2	REAL	310 – 350,5	100 %LUTITA
3	COLORADO	470 - 520	80%LUTITA, 20%ARENISCA
4	COLORADO	670 - 810	100%ARCILLOLITA
5	MUGROSA	980 - 1040	20%ARENISCA, 80 %ARCILLOLITA
6	MUGROSA	1130 - 1180	100%LUTITA
7	ESMERALDAS	1820 - 1880	10%LULITA, 20%LIMOLITA, 70%ARENISCA,
8	ESMERALDAS	2020 - 2130	100% ARCILLOLITA
9	LA PAZ	2315 - 2380	10%ARENISCA, 10%CONGLOMERADOS, 80%LUTITA
10	LA PAZ	2450 - 2490	80%ARCILLOLITA, 20%LUTITA
11	LISAMA	2740 - 2895	10%ARENISCA, 90%LIMOLITA
12	LISAMA	2910 - 2950	100% ARCILLOLITA

Fuente: DATALOG.
Elaborado por: Alejandro Hernández.

6.3 TRATAMIENTO DE LAS MUESTRAS SELECCIONADAS.

Cada una de las pruebas de inhibición requiere que las muestras pasen por diferente proceso para la obtención de la muestra final que será sometida a prueba.

6.3.1 Tratamiento de muestras para MBT y CST. A una parte de las muestras se seleccionadas se les realiza un proceso de lavado muy leve con una mínima

cantidad de agua para eliminar los residuos de fluido, a continuación se lleva un proceso de secado el cual consiste en tomar el total de la muestra y esparcirla en recipientes de aluminio para colocarlas en el horno a una temperatura de 100ºC, sin agentes adicionales para el secado, hasta que la muestra quede totalmente seca libre de cualquier fluido (Figura 40).

Figura 40. Tratamientos de muestras para MBT y CST.

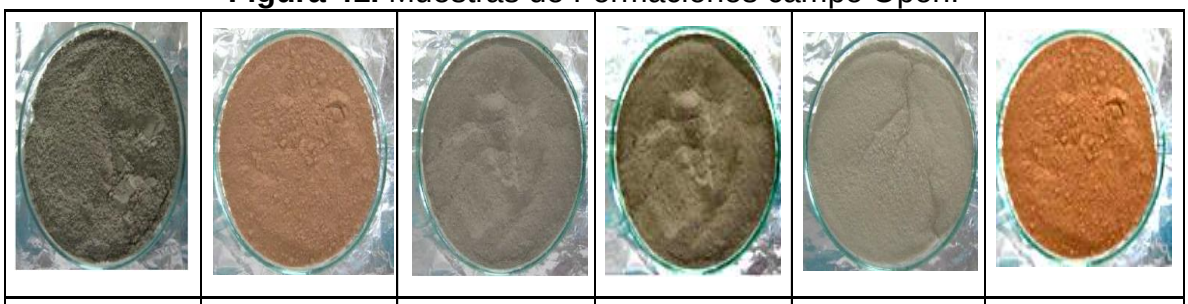
Elaborado por : Alejandro Hernández.

6.4 CAPACIDAD DE AZUL DE METILENO (MBT) PARA SÓLIDOS PERFORADOS.

Mediante el procedimiento de la Norma API 13BI, enunciada en el capítulo 6.1, se realizó la prueba de azul de metileno para sólidos perforados, con el fin de evaluar la capacidad de intercambio catiónico (CEC) que presenten las muestras seleccionadas de las formaciones Real, Colorado, Mugrosa, Esmeraldas, La paz, y Lizama.

6.4.1 Muestras seleccionadas para CEC.

Figura 41. Muestras de Formaciones campo Opón.



REAL	COLORADO	MUGROSA	ESMERALDAS	LA PAZ	LIZAMA

Elaborado por: Alejandro Hernández.

Se recoge las muestras tratadas de los intervalos de profundidades seleccionadas de cada formación, se tamizó a través de malla No 200 y se pesó un gramo de cada una de las muestras el cual se pasó por la prueba de CEC, (Figura 41). Además se evaluó la capacidad de intercambio catiónico de la bentonita comercial (Montmorillonita sódica), para tener un valor patrón que respalde el análisis comparativo.

Tabla 26. Grado de reactividad de la arcilla según su capacidad de intercambio catiónico.

REACTIVIDAD ARCILLAS		CEC (meq / 100g)
	No Reactiva	0 – 10
	Medianamente Reactiva	10 – 20
	Reactiva	20 – 30
	Muy Reactiva	>30

Fuente: (MI SWACO, 2001)[13].

Tabla 27. Resultados pruebas capacidad intercambio catiónico.

ARCILLA BENTONITA(MUESTRA PATRON)			
AZUL METILENO (mL) : 205			
CEC (meq/100g) : 205			
FORMACIÓN	**REAL**	**FORMACIÓN**	**REAL**
PROFUNDIDAD (ft)	140,5 – 240	PROFUNDIDAD (ft)	310 – 350,5
AZUL METILENO (mL)	32,5	AZUL METILENO (mL)	30
CEC (meq/100g)	32,5	CEC (meq/100g)	30
FORMACIÓN	**COLORADO**	**FORMACIÓN**	**COLORADO**
PROFUNDIDAD (ft)	470 – 520	PROFUNDIDAD (ft)	670 – 810
AZUL METILENO (mL)	42,5	AZUL METILENO (mL)	45
CEC (meq/100g)	42,5	CEC (meq/100g)	45
FORMACIÓN	**MUGROSA**	**FORMACIÓN**	**MUGROSA**
PROFUNDIDAD (ft)	980 – 1040	PROFUNDIDAD (ft)	1130 - 1180
AZUL METILENO (mL)	30	AZUL METILENO (mL)	30
CEC (meq/100g)	30	CEC (meq/100g)	30
FORMACIÓN	**ESMERALDAS**	**FORMACIÓN**	**ESMERALDAS**
PROFUNDIDAD (ft)	1320 – 1380	PROFUNDIDAD (ft)	1430 - 1490
AZUL METILENO (mL)	42,5	AZUL METILENO (mL)	40
CEC (meq/100g)	42,5	CEC (meq/100g)	40
FORMACIÓN	**LA PAZ**	**FORMACIÓN**	**LA PAZ**
PROFUNDIDAD (ft)	1940 – 1980	PROFUNDIDAD (ft)	2050 - 2090
AZUL METILENO (mL)	30	AZUL METILENO (mL)	35
CEC (meq/100g)	30	CEC (meq/100g)	35
FORMACIÓN	**LIZAMA**	**FORMACIÓN**	**LIZAMA**
PROFUNDIDAD (ft)	2740 – 2895	PROFUNDIDAD (ft)	2910 - 2950
AZUL METILENO (mL)	52,5	AZUL METILENO (mL)	60
CEC (meq/100g)	52,5	CEC (meq/100g)	60

Elaborado por: Alejandro Hernández.

Según lo mencionado en el numeral **4.7.1.1** procedimientos azul de metileno se realiza la conversión de la capacidad de intercambio catiónico CEC a MBT según el sistema inglés (lb/bbl) = CEC x 5 (Tabla 29).

Tabla 28. Grado de reactividad de la arcilla según MBT.

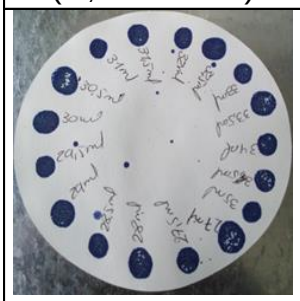
REACTIVIDAD ARCILLAS		MBT (lb / bbl)
	No Reactiva	0 – 50
	Medianamente Reactiva	50 – 100
	Reactiva	100 – 150
	Muy Reactiva	>150

Fuente: (MI SWACO, 2001)[13].

Tabla 29. Resultados pruebas capacidad azul de metileno.

ARCILLA BENTONITA(MUESTRA PATRON)			
AZUL METILENO (mL) : 205			
MBT (lb/bbl) : 1025			
FORMACIÓN	**REAL**	**FORMACIÓN**	**REAL**
PROFUNDIDAD (ft)	140,5 - 240	PROFUNDIDAD (ft)	310 – 350,5
AZUL METILENO (mL)	32,5	AZUL METILENO (mL)	30
MBT (lb/bbl)	162,5	MBT (lb/bbl)	150
FORMACIÓN	**COLORADO**	**FORMACIÓN**	**COLORADO**
PROFUNDIDAD (ft)	470 - 520	PROFUNDIDAD (ft)	670 – 810
AZUL METILENO (mL)	42,5	AZUL METILENO (mL)	45
MBT (lb/bbl)	212,5	MBT (lb/bbl)	225
FORMACIÓN	**MUGROSA**	**FORMACIÓN**	**MUGROSA**
PROFUNDIDAD (ft)	980 - 1040	PROFUNDIDAD (ft)	1130 - 1180
AZUL METILENO (mL)	30	AZUL METILENO (mL)	30
MBT (lb/bbl)	150	MBT (lb/bbl)	150
FORMACIÓN	**ESMERALDAS**	**FORMACIÓN**	**ESMERALDAS**
PROFUNDIDAD (ft)	1320 - 1380	PROFUNDIDAD (ft)	1430 - 1490
AZUL METILENO (mL)	42,5	AZUL METILENO (mL)	40
MBT (lb/bbl)	212,5	MBT (lb/bbl)	200
FORMACIÓN	**LA PAZ**	**FORMACIÓN**	**LA PAZ**
PROFUNDIDAD (ft)	1940 - 1980	PROFUNDIDAD (ft)	2050 - 2090
AZUL METILENO (mL)	30	AZUL METILENO (mL)	35
MBT (lb/bbl)	150	MBT (lb/bbl)	175
FORMACIÓN	**LIZAMA**	**FORMACIÓN**	**LIZAMA**
PROFUNDIDAD (ft)	2740 - 2895	PROFUNDIDAD (ft)	2910 - 2950
AZUL METILENO (mL)	52,5	AZUL METILENO (mL)	60
MBT (lb/bbl)	262,5	MBT (lb/bbl)	300

Figura 42. Registro fotográfico del CEC de la formación Lizama.

Azul de metileno (0,5mL - 6mL)	Azul de metileno (6,5mL - 12mL)	Azul de metileno (12,5mL - 18mL)	Azul de metileno (18,5mL - 26,5mL)
			
Azul de metileno (27mL - 35mL)	Azul de metileno (35,5mL - 43,5mL)	Azul de metileno (44mL - 52,5mL)	Azul de metileno (53mL - 60mL)

Elaborado por: Alejandro Hernández.

6.4.2 Análisis de Resultados. Los valores reportados en la Tabla 27 de CEC de las arcilla de la formación Lizama son altamente reactivas, los valores están por encima de los rangos descritos en la Tabla 26.Las arcillas de las formaciones Real, Colorado, Mugrosa, Esmeraldas y la Paz no presentan un rango tan alto de reactividad como la formación Lizama pero a pesar de esto se les considera muy reactivas, debido que la reacción no depende únicamente del nivel de reactividad que tenga, sino también del tipo de iones intercambiables disponibles de la arcilla.

Recordando que la CEC de la montmorillonita según la Tabla 9 está comprendida dentro del rango de 120 a 250 meq/100g de arcilla seca y el valor obtenido de la muestra patrón utilizada es 205 meq/100g, indicando así confiabilidad en el procedimiento. Las Ilitas y cloritas es de aproximadamente 10 a 50 meq/100g y las esmectitas comprendidas entre 80 a 200 meq/100g de arcilla con esto se puede relacionar los valores obtenidos en las pruebas.

6.4.3 MBT del fluido de perforación a condiciones de superficie. Este procedimiento es útil para evaluar calidad y cantidad de las arcillas presentes en el lodo. Se registra la capacidad de azul de metileno (MBT) como cantidad equivalente de bentonita de Wyoming, en lb/bbl, requerida para obtener esta misma capacidad. Se elabora un fluido de perforación base Amina – PHPA con las

concentraciones mencionadas en la Tabla 30, añadiéndole bentonita comercial, con el propósito de evaluar la capacidad de inhibición del fluido de perforación base Amina – PHPA al contacto con la arcilla más reactiva, para que en lo posterior ese dato permita relacionar el efecto del mismo versus el efecto en arcillas menos reactivas de las formaciones en estudio.

La adición de bentonita en pozo solo se realiza en píldoras de desplazamiento o para la perforación de la primera sección de un pozo, en concentraciones de 10 a 20 lb/bbl, solo para efectos de mejorar la viscosidad y reducir el filtrado. Se añaden 15 lb/bbl de bentonita porque se considera una concentración ideal para mostrar los efectos de reacción e inhibición de arcillas.

El siguiente ejemplo ilustra lo antes mencionado.

Un fluido de perforación preparado con 15 lb/bbl de bentonita registra un valor de 1mL de azul de metileno en la prueba de MBT, donde se evaluó con 2mL de lodo. Se calcula el equivalente de bentonita a usar.

MBT (lb/bbl) = (1mL azul metileno / 2 mL lodo) * 5 = 2.5 lb/bbl de bentonita no inhibidos y 12.5 lb/bbl inhibidos.

6.4.3.1 Resultados. Se preparó 350 mL de fluido de perforación base Amina – PHPA de acuerdo a las concentraciones más optimas planteadas en el diseño del fluido de perforación según el capítulo 6, los componentes del fluido son los mencionados en la Tabla 30, usando muestra patrón 15 lb/bbl de muestra de bentonita comercial (Montmorillonita sódica) y 15 lb/bbl de cada una de las formaciones del campo Opón.

Tabla 30. Componentes y concentraciones del fluido de perforación.

Nombre Producto	Concentración (lb/bbl)
Controlador de pH (Soda Cáustica)	0,15
Viscosificante (Goma Xantana)	0,5
Controlador de Filtrado (pac-R)	1
Inhibidor de Arcilla (Amina)	2
Inhibidor de Arcilla (PHPA)	0,5
Lubricante	1
Densificante (Carbonato de Calcio)	67,5

Elaborado por: Alejandro Hernández.

Una vez el fluido de perforación ha pasado alrededor de 30 minutos en los mezcladores se realiza la prueba de azul de metileno con 2 mL del fluido de

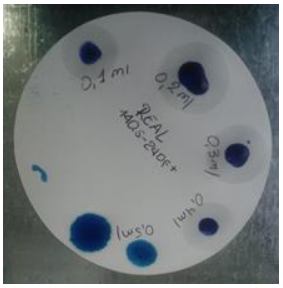
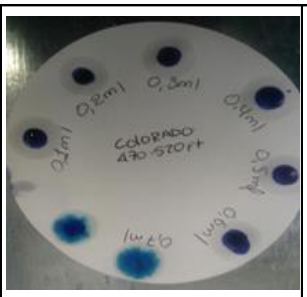
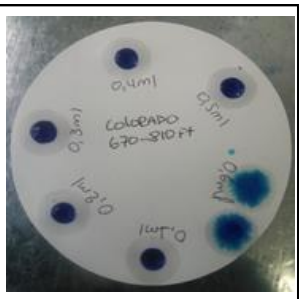
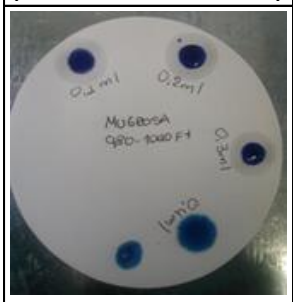
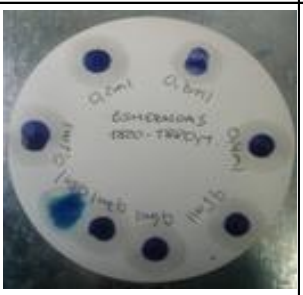
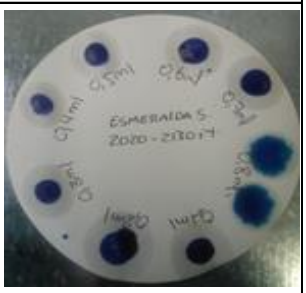
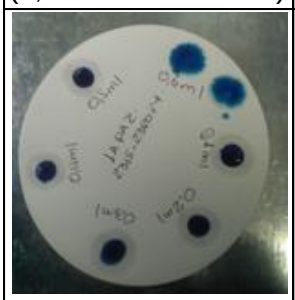
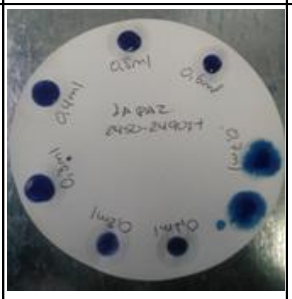
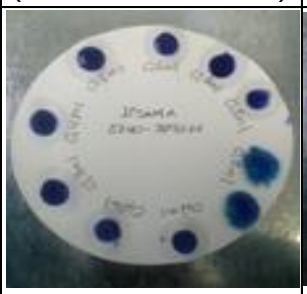
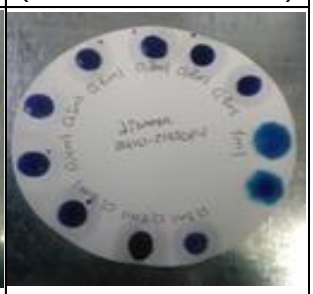
perforación, de acuerdo a la norma API 13 B 1. Los resultados obtenidos se reportan en la Tabla 31.

Tabla 31. Resultados prueba de azul de metileno al fluido de perforación.

ARCILLA BENTONITA(MUESTRA PATRON)			
AZUL METILENO (mL) : 2			
MBT (lb/bbl) : 5			
FORMACIÓN	**REAL**	**FORMACIÓN**	**REAL**
PROFUNDIDAD (ft)	140,5 - 240	PROFUNDIDAD (ft)	310 – 350,5
AZUL METILENO (mL)	0,5	AZUL METILENO (mL)	0,5
MBT (lb/bbl)	1,25	MBT (lb/bbl)	1,25
FORMACIÓN	**COLORADO**	**FORMACIÓN**	**COLORADO**
PROFUNDIDAD (ft)	470 - 520	PROFUNDIDAD (ft)	670 – 810
AZUL METILENO (mL)	0,7	AZUL METILENO (mL)	0,6
MBT (lb/bbl)	1,75	MBT (lb/bbl)	1,5
FORMACIÓN	**MUGROSA**	**FORMACIÓN**	**MUGROSA**
PROFUNDIDAD (ft)	980 - 1040	PROFUNDIDAD (ft)	1130 – 1180
AZUL METILENO (mL)	0,4	AZUL METILENO (mL)	0,5
MBT (lb/bbl)	1	MBT (lb/bbl)	1,25
FORMACIÓN	**ESMERALDAS**	**FORMACIÓN**	**ESMERALDAS**
PROFUNDIDAD (ft)	1320 - 1380	PROFUNDIDAD (ft)	1430 - 1490
AZUL METILENO (mL)	0,8	AZUL METILENO (mL)	0,8
MBT (lb/bbl)	2	MBT (lb/bbl)	2
FORMACIÓN	**LA PAZ**	**FORMACIÓN**	**LA PAZ**
PROFUNDIDAD (ft)	1940 - 1980	PROFUNDIDAD (ft)	2050 - 2090
AZUL METILENO (mL)	0,6	AZUL METILENO (mL)	0,7
MBT (lb/bbl)	1,5	MBT (lb/bbl)	1,75
FORMACIÓN	**LISAMA**	**FORMACIÓN**	**LISAMA**
PROFUNDIDAD (ft)	2740 - 2895	PROFUNDIDAD (ft)	2910 - 2950
AZUL METILENO (mL)	0,9	AZUL METILENO (mL)	1
MBT (lb/bbl)	2,25	MBT (lb/bbl)	2,5

Elaborado por: Alejandro Hernández.

Figura 43. Registro fotográfico de la prueba de azul de metileno al fluido de perforación.

			
FORMACIÓN REAL 140.5 - 240 ft (0,5mL azul metileno)	310 - 350.5 ft (0,5mL azul metileno)	COLORADO 470 - 520 ft (0,7mL azul metileno)	COLORADO 670 - 810 ft (0,6mL azul metileno)
			
MUGROSA 980 - 1040 ft (0,4mL azul metileno)	MUGROSA 1130 - 1180 ft (0,5mL azul	ESMERALDAS 1320 - 1380 ft (0,8mL azul metileno)	ESMERALDAS 1430 - 1490 ft (0,8mL azul metileno)
			
FORMACIÓN LA PAZ 1940 - 1980 ft (0,6mL azul metileno)	PAZ 2050 - 2090 ft (0,7mL azul	FORMACIÓN LIZAMA 2740 - 2895 ft (0,9mL azul metileno)	FORMACIÓN LIZAMA 2910 - 2950 ft (1mL azul metileno)

Elaborado por: Alejandro Hernández.

6.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Los resultados sufren una baja considerable en la prueba de MBT debido al poder inhibitorio de la sinergia Amina – PHPA. Cabe destacar que el haber realizado 2 pruebas de azul de metileno con diferentes profundidades por cada formación y los valores sean muy similares certifica que no hay una heterogeneidad considerable, que nos pueda producir una distorsión de resultados en las muestras seleccionadas.

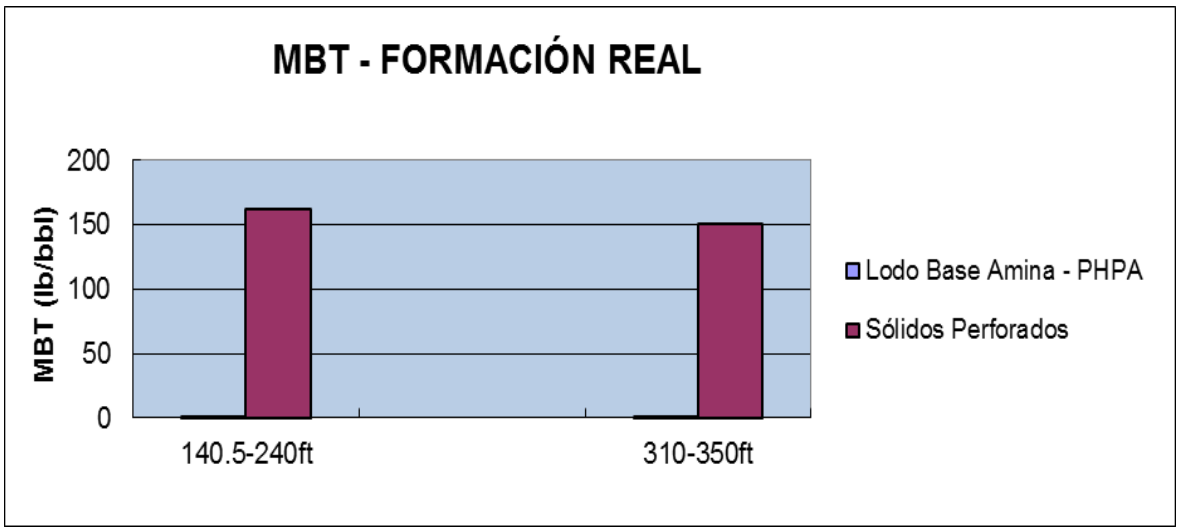
6.5.1 Formación Real.

Tabla 32. Resultados de la formación Real.

FORMACIÓN REAL 140.5 - 240 ft		
SÓLIDOS PERFORADOS	LODO BASE AMINA - PHPA	INHIBICIÓN
MBT (lb/bbl)	MBT (lb/bbl)	%
162,5	1,25	99,23
FORMACIÓN REAL 310 - 350.5 ft		
SÓLIDOS PERFORADOS	LODO BASE AMINA - PHPA	INHIBICIÓN
MBT (lb/bbl)	MBT (lb/bbl)	%
150	1,25	99,16

Elaborado por: Alejandro Hernández.

Gráfica 6. Resultados de la capacidad de intercambio catiónico de la formación Real.



Elaborado por: Alejandro Hernández.

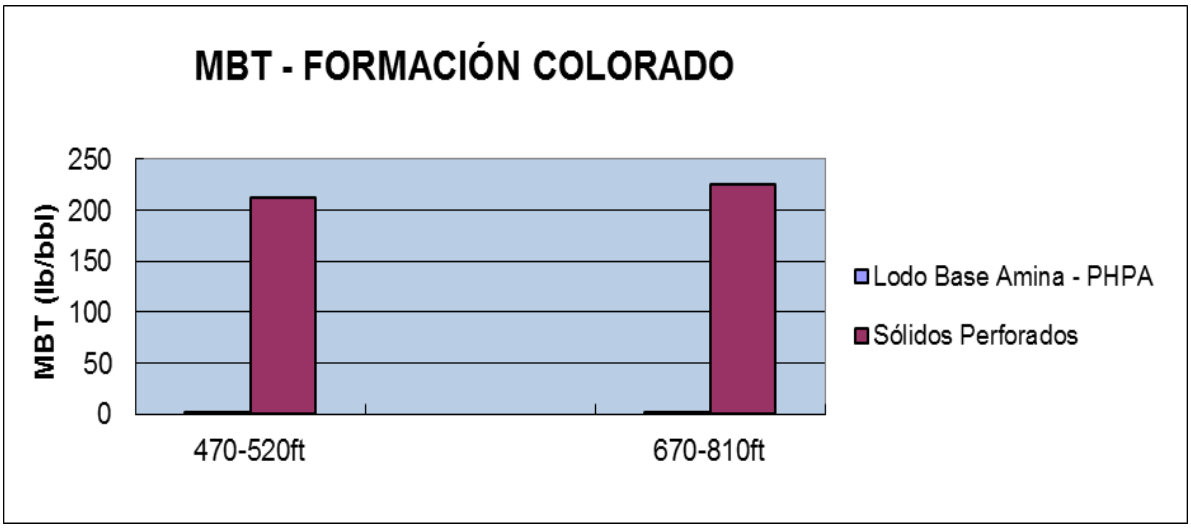
6.5.2 Formación Colorado.

Tabla 33. Resultados de la formación Colorado.

FORMACIÓN COLORADO 470 - 520 ft		
SÓLIDOS PERFORADOS	LODO BASE AMINA - PHPA	INHIBICIÓN
MBT (lb/bbl)	MBT (lb/bbl)	%
212,5	1,75	99,17
FORMACIÓN COLORADO 670 - 810 ft		
SÓLIDOS PERFORADOS	LODO BASE AMINA - PHPA	INHIBICIÓN
MBT (lb/bbl)	MBT (lb/bbl)	%
225	1,5	99,33

Elaborado por: Alejandro Hernández.

Gráfica 7. Resultados de la capacidad de intercambio catiónico de la formación Colorado.



Elaborado por: Alejandro Hernández.

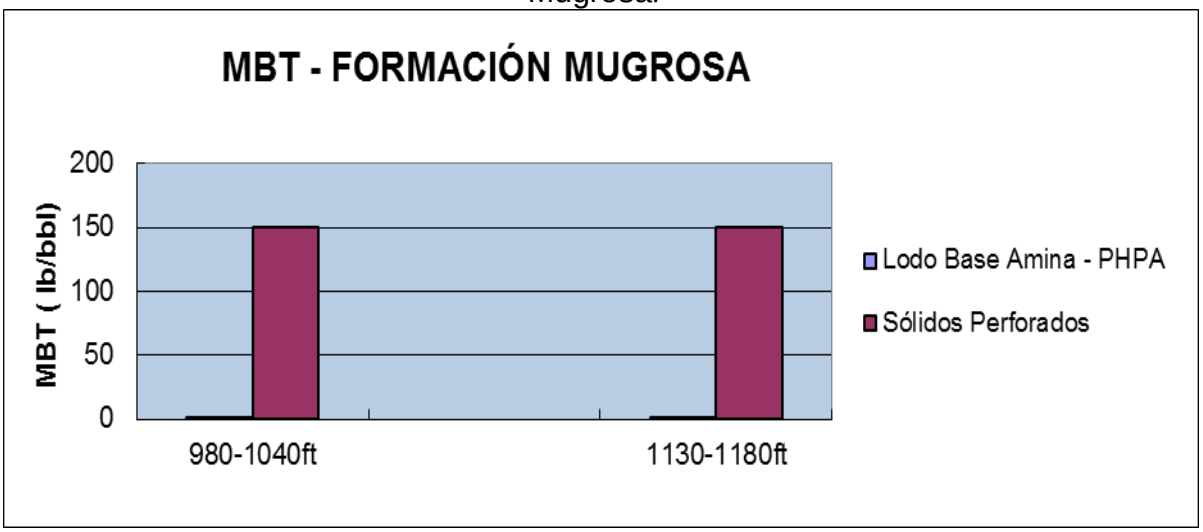
6.5.3 Formación Mugrosa.

Tabla 34. Resultados de la formación Mugrosa.

FORMACIÓN MUGROSA 980 - 1040 ft		
SÓLIDOS PERFORADOS	LODO BASE AMINA - PHPA	INHIBICIÓN
MBT (lb/bbl)	MBT (lb/bbl)	%
150	1	99,33
FORMACIÓN MUGROSA 1130 - 1180 ft		
SÓLIDOS PERFORADOS	LODO BASE AMINA - PHPA	INHIBICIÓN
MBT (lb/bbl)	MBT (lb/bbl)	%
150	1,25	99,16

Elaborado por: Alejandro Hernández.

Gráfica 8. Resultados de la capacidad de intercambio catiónico de la formación Mugrosa.



Elaborado por: Alejandro Hernández.

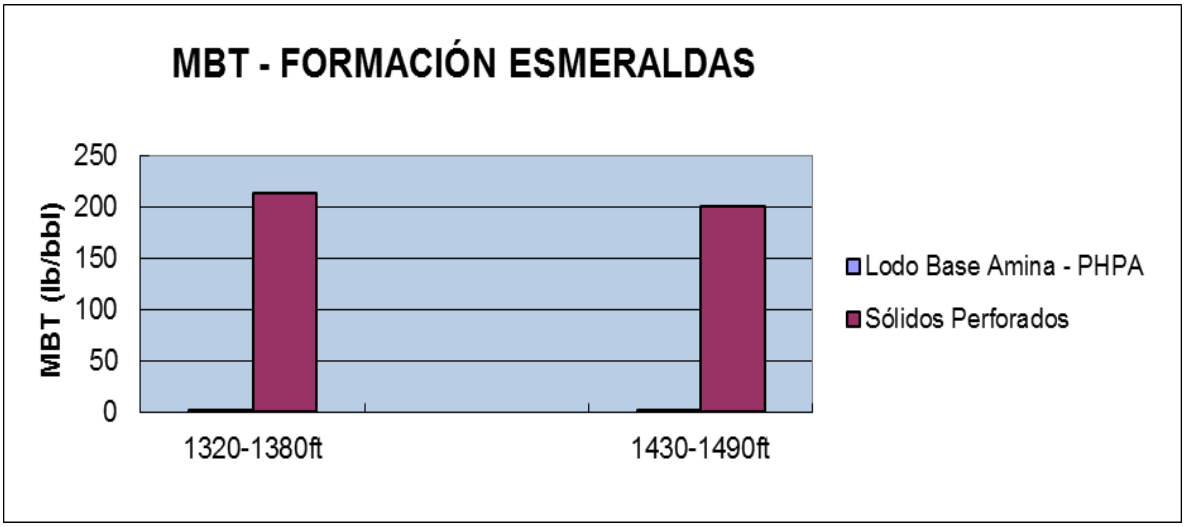
6.5.4 Formación Esmeraldas.

Tabla 35. Resultados de la formación Esmeraldas.

FORMACIÓN ESMERALDAS 1320 - 1380 ft		
SÓLIDOS PERFORADOS	LODO BASE AMINA - PHPA	INHIBICIÓN
MBT (lb/bbl)	MBT (lb/bbl)	%
212,5	2	99,05
FORMACIÓN ESMERALDAS 1430 - 1490 ft		
SÓLIDOS PERFORADOS	LODO BASE AMINA - PHPA	INHIBICIÓN
MBT (lb/bbl)	MBT (lb/bbl)	%
200	2	99,00

Elaborado por: Alejandro Hernández.

Gráfica 9. Resultados de la capacidad de intercambio catiónico de la formación Esmeraldas.



Elaborado por: Alejandro Hernández.

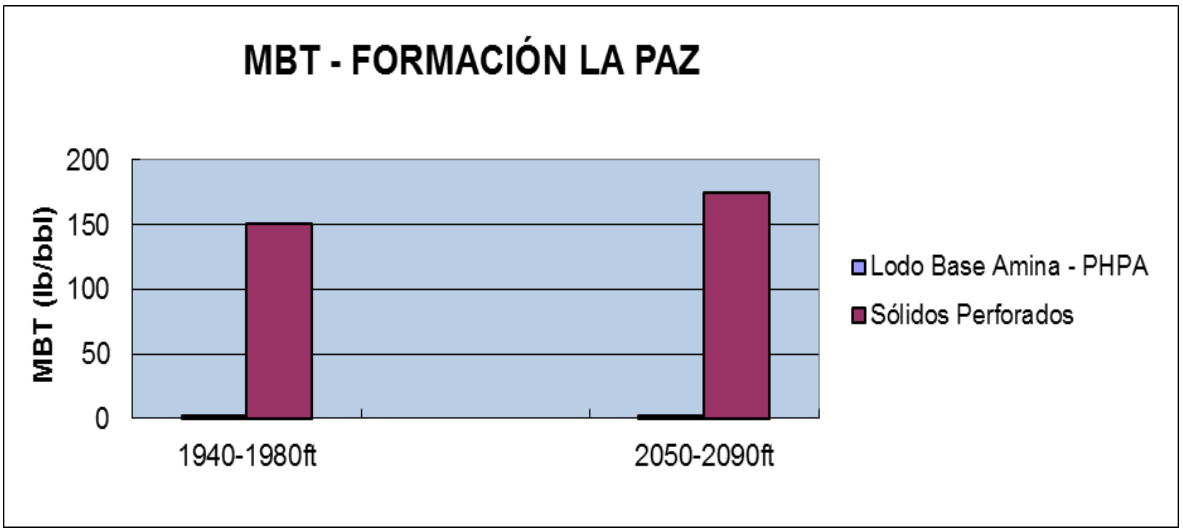
6.5.5 Formación la Paz.

Tabla 36. Resultados de la formación la Paz.

FORMACIÓN LA PAZ 1940 - 1980 ft		
SÓLIDOS PERFORADOS	LODO BASE AMINA - PHPA	INHIBICIÓN
MBT (lb/bbl)	MBT (lb/bbl)	%
150	1,5	99,00
FORMACIÓN LA PAZ 2050 - 2090 ft		
SÓLIDOS PERFORADOS	LODO BASE AMINA - PHPA	INHIBICIÓN
MBT (lb/bbl)	MBT (lb/bbl)	%
175	1,75	99,00

Elaborado por: Alejandro Hernández.

Gráfica 10. Resultados de la capacidad de intercambio catiónico de la formación la Paz.



Elaborado por: Alejandro Hernández.

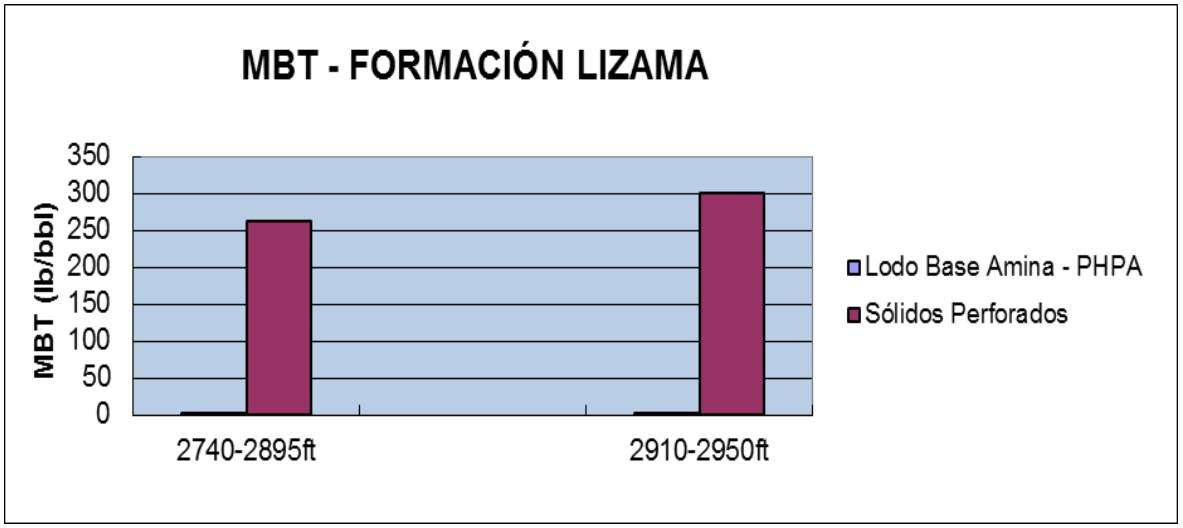
6.5.6 Formación Lizama.

Tabla 37. Resultados de la formación Lizama.

FORMACIÓN LIZAMA 2740 - 2895 ft		
SÓLIDOS PERFORADOS	LODO BASE AMINA - PHPA	INHIBICIÓN
MBT (lb/bbl)	MBT (lb/bbl)	%
262,5	2,25	99,14
FORMACIÓN LIZAMA 2910 - 2950 ft		
SÓLIDOS PERFORADOS	LODO BASE AMINA - PHPA	INHIBICIÓN
MBT (lb/bbl)	MBT (lb/bbl)	%
300	2,5	99,16

Elaborado por: Alejandro Hernández.

Gráfica 11. Resultados de la capacidad de intercambio catiónico de la formación La Lizama.



Elaborado por: Alejandro Hernández.

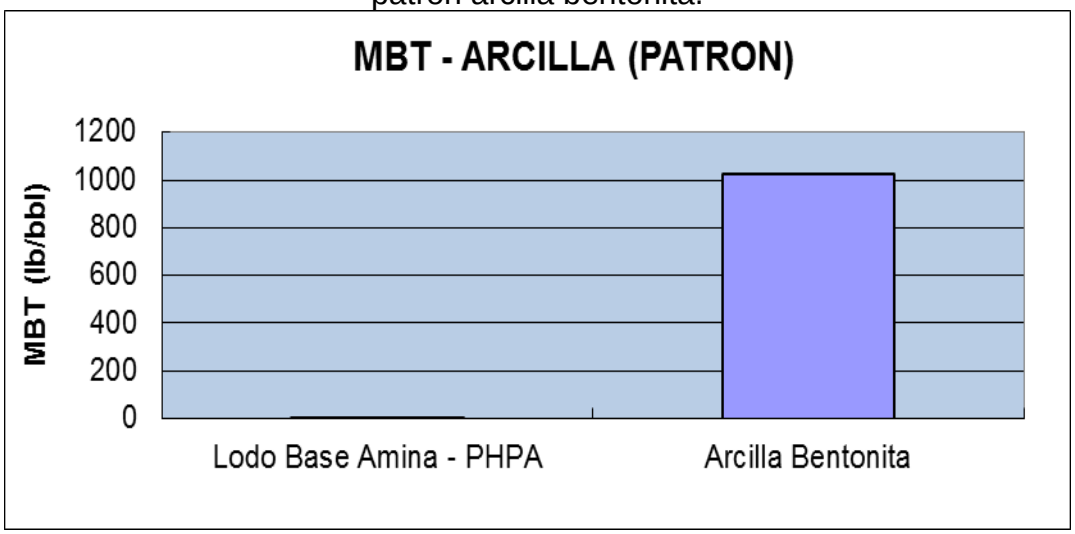
6.5.7 Muestra patrón arcilla Bentonita.

Tabla 38. Resultados de la arcilla bentonita.

ARCILLA BENTONITA (MUESTRA PATRON)		
ARCILLA BENTONITA	LODO BASE AMINA - PHPA	INHIBICIÓN
MBT (lb/bbl)	MBT (lb/bbl)	%
1025	5	99,51

Elaborado por: Alejandro Hernández.

Gráfica 12. Resultados de la capacidad de intercambio catiónico de la muestra patrón arcilla bentonita.



Elaborado por: Alejandro Hernández.

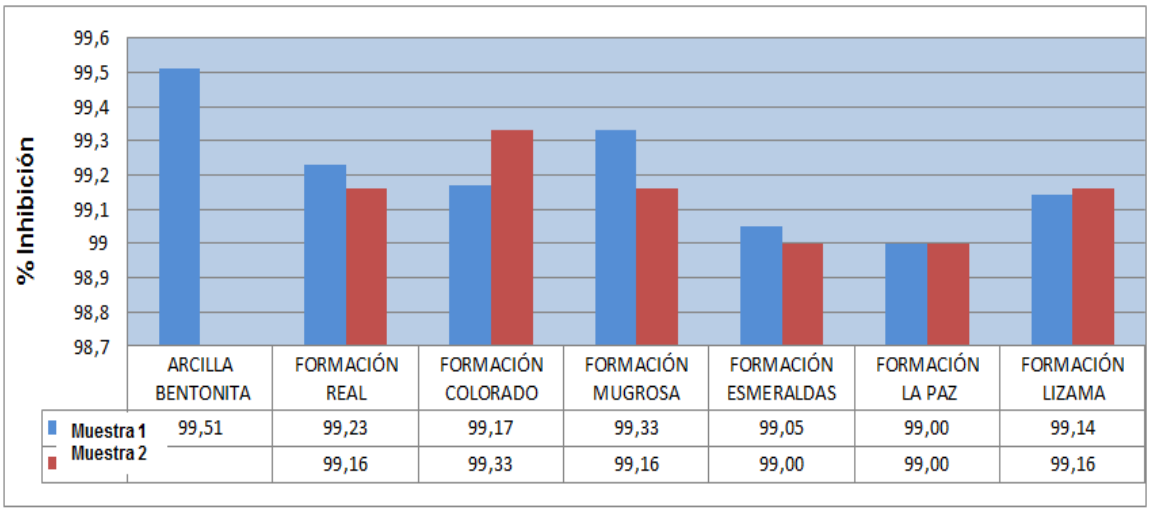
Una vez realizado los cálculos de la capacidad de intercambio catiónico de las formaciones de este estudio y de la bentonita comercial (Montmorillonita sódica), se realizó una gráfica comparativa para visualizar la diferencia de cada una de las formaciones (Gráfica 13).

Tabla 39. Porcentaje de inhibición de las formaciones y bentonita con fluido de perforación base Amina – PHPA.

INHIBICIÓN LODO (%)						
ARCILLA BENTONITA	REAL	COLORADO	MUGROSA	ESMERALDAS	LA PAZ	LIZAMA
99,51	99,23	99,17	99,33	99,05	99,00	99,14
	99,16	99,33	99,16	99,00	99,00	99,16

Elaborado por: Alejandro Hernández.

Gráfica 13. Porcentaje de inhibición de las formaciones y bentonita con fluido de perforación base Amina – PHPA.



	ARCILLA BENTONITA	FORMACIÓN REAL	FORMACIÓN COLORADO	FORMACIÓN MUGROSA	FORMACIÓN ESMERALDAS	FORMACIÓN LA PAZ	FORMACIÓN LIZAMA
Muestra 1	99,51	99,23	99,17	99,33	99,05	99,00	99,14
Muestra 2		99,16	99,33	99,16	99,00	99,00	99,16

Elaborado por: Alejandro Hernández.

La secuencia de inhibición vista en la gráfica 13, las arcillas de la formación la Paz fue la que menos inhibición presentó, seguida de la formación Esmeraldas, Lizama, Real, Mugrosa y finalmente Colorado. Esto deja ver la eficiencia del fluido está sobre el 99%, inhibiendo inclusive la arcilla patrón (Montmorillonita sódica) en un 99,51% siendo esta la arcilla más reactiva y mejor inhibida.

6.6 TIEMPO DE SUCCIÓN CAPILAR (CST).

La prueba de tiempo de succión capilar mide el tiempo que tarda cantidad de dada de agua de un fluido en trasladarse radialmente una distancia sobre el papel poroso grueso. Para tener una referencia del efecto inhibidor del fluido base Amina – PHPA se realizó la prueba de tiempo de succión capilar (CST) a las arcillas de las formaciones del campo Opón, para hallar la concentración adecuada de inhibidor que minimice el tiempo de la prueba y genere mejor inhibición de la arcilla.

Para tener una referencia del efecto inhibidor del fluido base Amina – PHPA, se realizó primero la prueba con un fluido blanco (agua destilada), con el cual los componentes arcillosos reaccionan al contacto con el agua, dando lugar a la expansión de su estructura, consecuentemente provocando un hinchamiento y dispersión causando un efecto sobre los valores de permeabilidad y de tiempo de succión capilar, así podemos tener un tiempo de referencia que nos permite marcar una diferencia con el fluido inhibidor, el mismo que al entrar en contacto con los componentes arcillosos inhibe y flocula con estos provocando altos valores de permeabilidad y bajos tiempos de succión capilar.

Se toma muestras de las diferentes formaciones que fueron previamente tamizadas con malla No 20, tomando lo que pasa a través de esta.

A continuación se molió cada una de las muestras hasta que pase a través del tamiz de la malla No 100. Se pesó con exactitud muestras de 1g de cada una de las formaciones para poner a prueba con el fluido blanco (agua destilada). Se mezcló 1g de muestra con 100mL de agua destilada en la licuadora durante 1 minuto, de inmediato se tomó 2 mL de muestra en solución. Luego se puso la solución preparada dentro del cabezal de ensayo CST para iniciar la prueba.

De la misma manera se pesó con exactitud muestra de 1g, para ponerlo a prueba con el fluido base Amina – PHPA. Se mezcló 1g de la muestra con 100mL del fluido base Amina – PHPA durante un minuto en la licuadora y con 2mL de muestra en solución se inicia la prueba colocándola dentro del cabezal de ensayo CST. El fluido base Amina – PHPA preparado es el mencionado en la Tabla 28, teniendo así los siguientes resultados de la prueba de tiempo de succión capilar para cada una de las formaciones (Tabla 40).

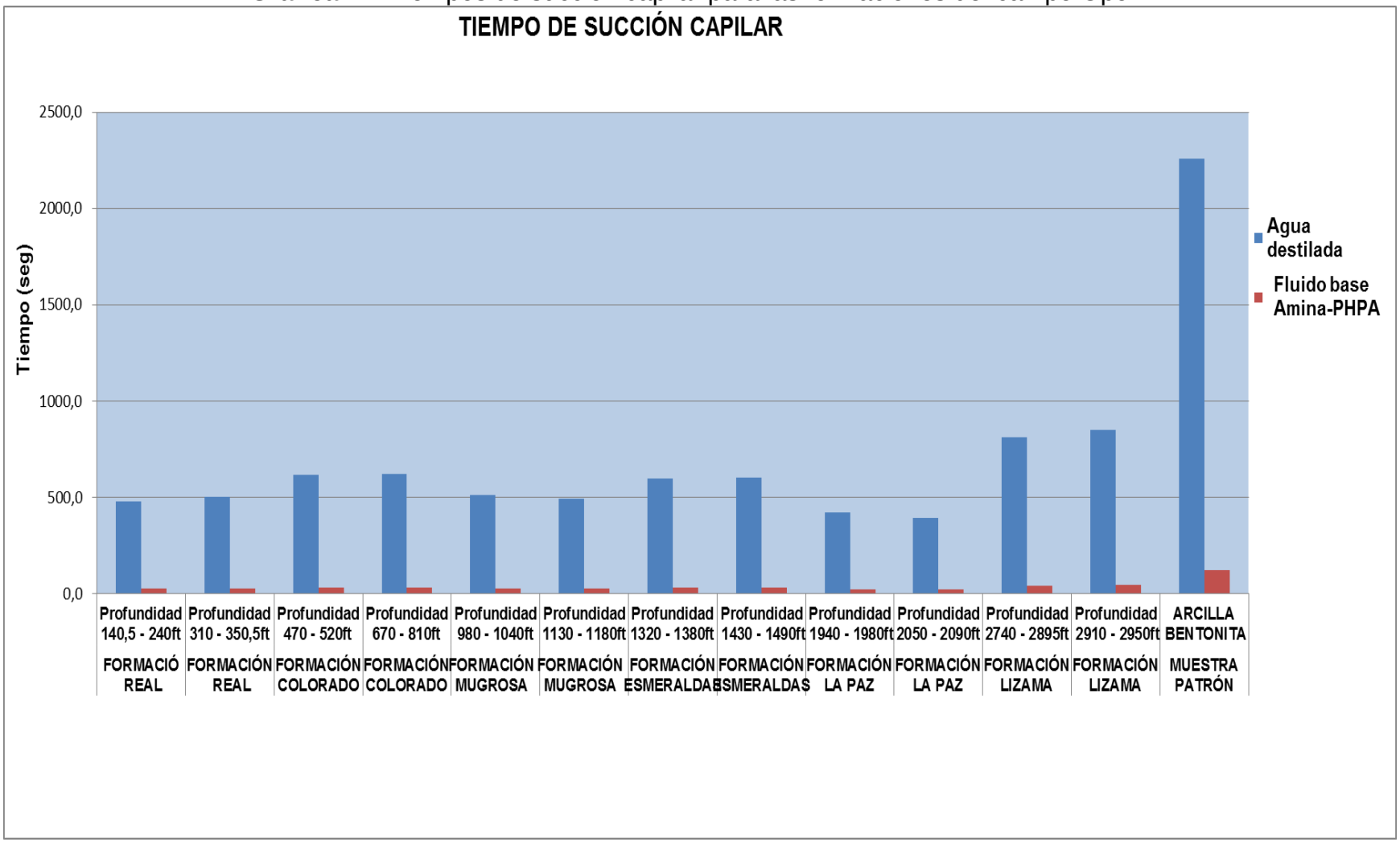
Tabla 40. Resultados tiempo succión capilar.

FORMACIÓN	PROFUNDIDAD (ft)	TIEMPO SUCCIÓN CAPILAR (seg)		
		AGUA DESTILADA	FLUIDO BASE AMINA – PHPA	% INHIBICIÓN
REAL	140,5 - 240	480,7	26,2	94,54
REAL	310 – 350,5	504,9	26,8	94,69
COLORADO	470 - 520	615,9	32,1	94,78
COLORADO	670 - 810	623,2	33,8	94,57
MUGROSA	980 - 1040	514,5	29,7	94,22
MUGROSA	1130 - 1180	495,8	27,5	94,45
ESMERALDAS	1320 - 1380	598,3	31,9	94,66
ESMERALDAS	1430 - 1490	603,4	32,4	94,63
LA PAZ	1940 - 1980	423,8	25,7	93,93
LA PAZ	2050 - 2090	395,9	24,3	93,86
LIZAMA	2740 - 2895	814,3	43,9	94,6
LIZAMA	2910 - 2950	850,6	45,2	94,68
MUESTRA PATRÓN	ARCILLA BENTONITA	2256,8	123,4	94,53

Elaborado por: Alejandro Hernández.

La gráfica 14 indica los valores de tiempo de succión capilar de cada formación.

Gráfica 14. Tiempos de succión capilar para las formaciones del campo Opón.



Elaborado por: Alejandro Hernández.

6.6.1 Análisis de resultados. Una vez realizadas todas las pruebas de tiempo de succión capilar de cada una de las formaciones con los fluidos a prueba, se hicieron los cálculos de inhibición, basándonos que con el agua destilada se da el mayor porcentaje de dispersión debido a la expansión de los componentes arcillosos al reaccionar en contacto con el agua, mientras que con el fluido base Amina – PHPA tenemos el efecto inhibidor, para así apreciar el porcentaje de inhibición causada por dicho fluido.

Los valores registrados al someter los fluidos con arcillas y lutitas de las formaciones obviamente serán mayores y son los siguientes.

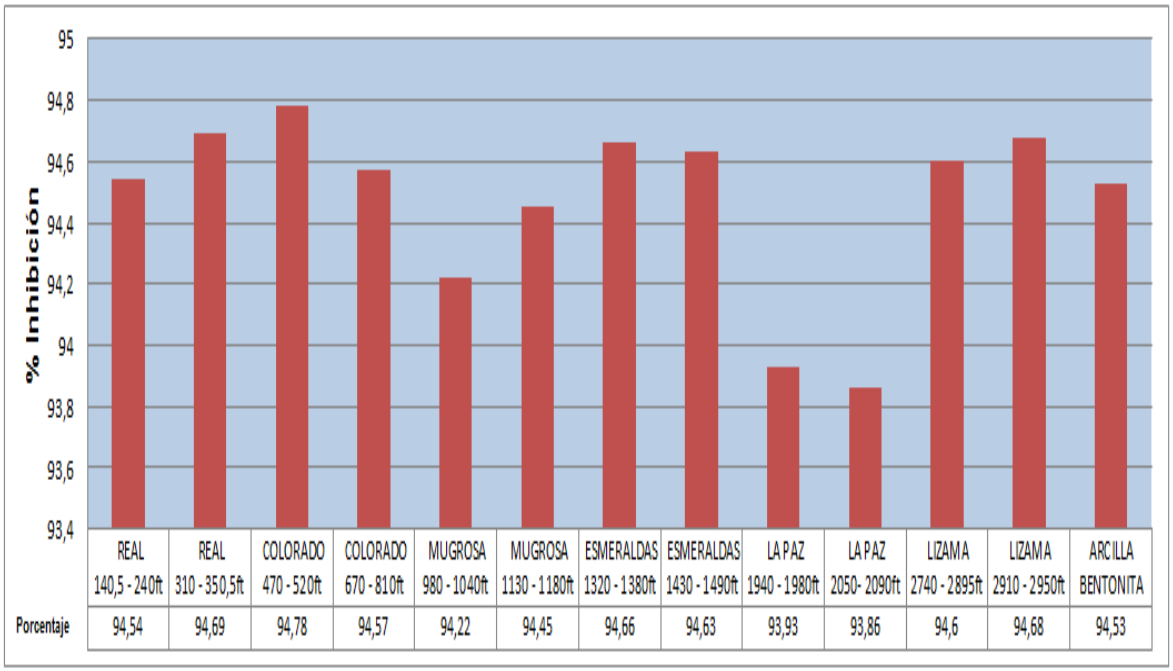
Los mayores tiempos con agua destilada se dieron para la formación Lizama siendo esta la que revelo mayor tiempo de succión capilar con 814,3 y 850,6 segundos, seguida de la formación Colorado con 615,9 y 623,2 segundos, la formación Esmeraldas con 598,3 y 603,4 segundos, la formación Mugrosa con 514,5 y 495,8 segundos, la formación Real con 480,7 y 504,9 segundos y finalmente la formación la Paz con 423,8 y 395.9 segundos.

Esto indica que todas las formaciones poseen componentes arcillosos muy reactivos al contacto con el agua, con propiedades hidratantes y de dispersión que provocarían efectos de reducción de permeabilidad del revoque por su alto CST. A pesar de esto, los niveles de dispersión de las formaciones son suficientes para provocar problemas de inestabilidad del hoyo, siendo la formación Lizama la más reactiva tal como se demostró en la prueba de azul de metileno.

Sin embargo con el fluido base Amina – PHPA podemos decir que en las formaciones más reactivas tiene efecto inhibidor. Además se realizó la prueba de CST a una muestra de bentonita registrando un valor muy alto de tiempo de succión capilar 2256,8 segundos con agua destilada y 123,4 segundos con fluido base Amina - PHPA.

El porcentaje de inhibición dado por el fluido base Amina- PHPA para cada formación está expresada en la gráfica 15.

Gráfica 15. Porcentaje de inhibición del fluido base Amina – PHPA para las formaciones del campo Opón.



Elaborado por: Alejandro Hernández.

Como podemos observar el menor porcentaje de inhibición está en la formación la Paz debido a que no contiene elementos arcillosos tan reactivos como las otras formaciones, dando un valor entre 93,86 – 93,93% de inhibición. Mientras tanto en las formaciones Real, Colorado, Mugrosa, Esmeraldas y Lizama el porcentaje de inhibición está alrededor del 94,5%. Podemos concluir que el fluido base Amina – PHPA tiene un efecto inhibidor sobre los elementos arcillosos provocando que al entrar en contacto con estos los inhibe y flocula de forma eficiente, reduciendo la hidratación de estas.

6.7 HINCHAMIENTO LINEAL.

Antes de correr la prueba de hinchamiento lineal se realizó la prueba de MBT (Methyl Blue Test) para verificar el grado de reactividad de las arcillas al agua. Los resultados fueron los que se indican en la Tabla 27. Como se indica en la descripción de la prueba MBT los valores obtenidos son considerados altos por lo tanto son buenos candidatos para observar lo que sucede al interactuar la arcilla con el fluido de perforación base Amina – PHPA.

Se pesan 10 gramos de arcilla de cada una de las formaciones a analizar (Real, Colorado, Mugrosa, Esmeraldas, La Paz, Lizama) 5 gramos para la prueba de hinchamiento con agua y 5 gramos para la prueba de hinchamiento con lodo base

Amina – PHPA, se llevó al compactador a una presión de 1000 psi por un tiempo de 30 minutos y se obtuvo 2 pastillas con las mismas características de composición e idénticas en peso. Una vez extraídas, estas pastillas fueron llevadas a celdas diferentes se agregó en la primera celda 250 mL de agua y en la segunda celda 250 mL del lodo base Amina - PHPA (Figura 44).

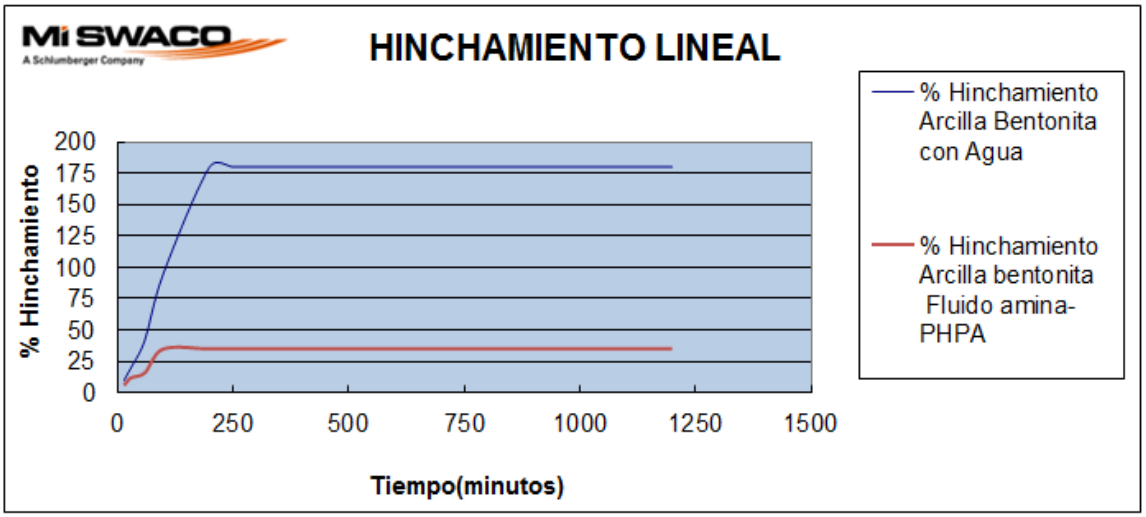
Figura 44. Prueba de Hinchamiento Lineal.

Elaborado por: Alejandro Hernández.

6.7.1 Análisis de Resultados. Se inicia la prueba con una muestra de bentonita comercial (Arcilla) como muestra patrón para la prueba de hinchamiento lineal y se sometió la celda a calentamiento y agitación simulando las condiciones de pozo, luego de 20 horas (1200 minutos) expuesto al medidor de hinchamiento lineal se obtuvo un porcentaje de hinchamiento, tanto del agua como del fluido de perforación lo cual nos permitió realizar una comparación entre ellos como indica las siguientes gráficas.

6.7.1.1 Bentonita comercial (Arcilla). Se escoge como muestra patrón para nuestra prueba de hinchamiento lineal una arcilla tipo montmorillonita sódica, la cual es considerada de las arcillas más reactivas por ser un mineral de arcilla hidratable y dispersable del grupo de la esmectita. La montmorillonita es una arcilla expansora de tres capas que tiene una gran superficie y una elevada capacidad de intercambio catiónico. El Na^{+} y el Ca^{+2} son los cationes intercambiables típicos. El tiempo que fue expuesta esta arcilla al fluido base Amina-PHPA como al agua en el sistema, observamos que la pastilla de arcilla en el fluido base Amina-PHPA se hinchó un 35% y al contacto con el agua un 180% (Gráfica 16).

Gráfica 16. Hinchamiento lineal bentonita.



Elaborado por: Alejandro Hernández.

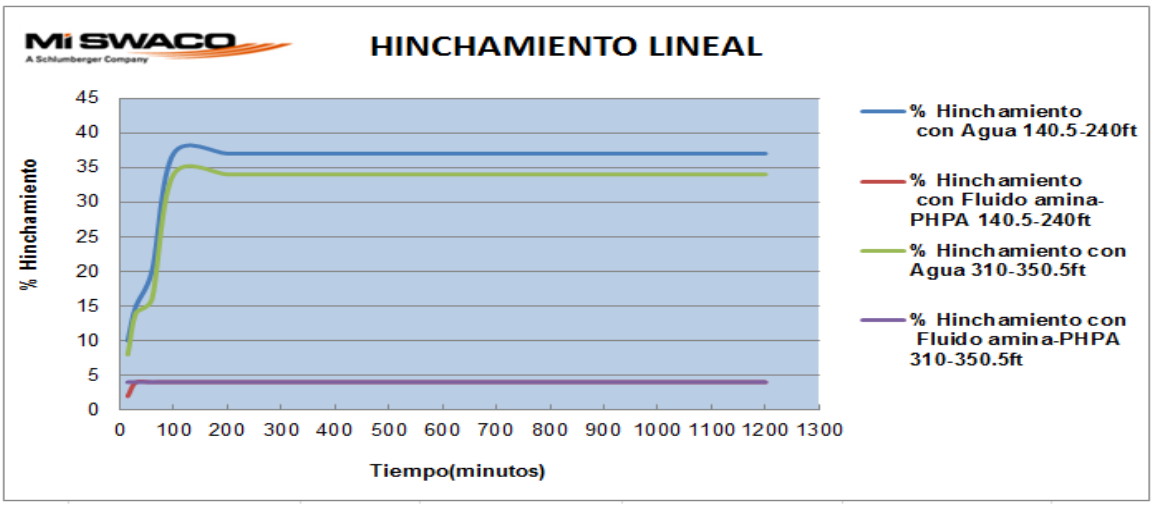
La Figura 45 indica las diferencias físicas que existen en las pastillas corridas con el agua y con el fluido base Amina-PHPA.

Figura 45. Pastilla hinchamiento con agua e hinchamiento con fluido base Amina-PHPA de la bentonita.

Elaborado por: Alejandro Hernández.

6.7.1.2 Formación Real. El tiempo que fue expuesta esta prueba tanto al fluido base Amina-PHPA como al agua en el sistema, se observa que la pastilla de una profundidad de 140.5 – 240ft que estaba en el fluido base Amina-PHPA se hinchó un 4% y al contacto con el agua un 37%, mientras la pastilla de una profundidad de 310 – 350.5ft al contacto con el fluido se hinchó un 4 % y al contacto con el agua 34% (Gráfica 17), así esta prueba nos indica que la formación Real tiene arcillas con iones fácilmente intercambiables y de rápida inhibición debido al tiempo que tardó el fluido base Amina-PHPA en inhibir fue de 30 minutos y su hinchamiento con el agua en 95 minutos.

Gráfica 17. Hinchamiento lineal formación Real.



Elaborado por: Alejandro Hernández.

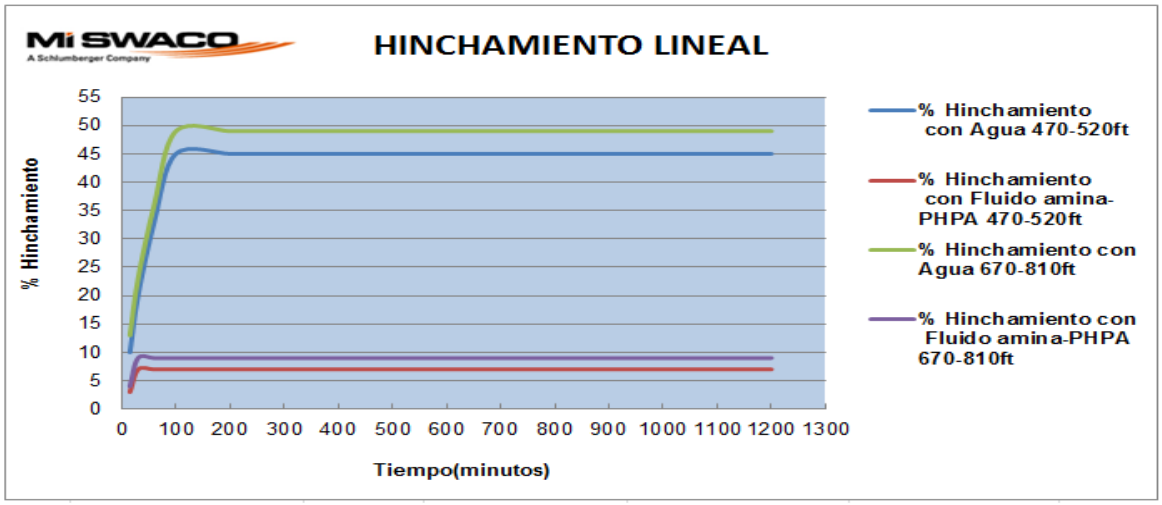
La Figura 46 indica las diferencias físicas que existen en las pastillas corridas con el agua y con el fluido base Amina-PHPA.

Figura 46. Pastilla hinchamiento con agua e hinchamiento con fluido base Amina-PHPA de la formación Real.

Elaborado por: Alejandro Hernández.

6.7.1.3 Formación Colorado. El aumento de volumen que se presentan en las pastillas es por efecto de la unión físico-química de moléculas de agua que entran en las estructura de la arcilla como consecuencia del intercambio catiónico. Se expresó como porcentaje de hinchamiento medido en una dimensión, por el lapso de tiempo predeterminado. El tiempo que duró esta prueba las pastillas que estaban en el fluido de perforación en una profundidad de 470 – 520ft y 670 – 810ft se hincharon un 7 y 9% respectivamente, mientras que las pastillas que se encontraban sumergidas en agua se hincharon un 45 y 49% respectivamente (Gráfica 18). La inhibición de estas arcillas con el fluido base Amina-PHPA es un tiempo de 40 minutos y su hinchamiento con agua en 100 minutos.

Gráfica 18. Hinchamiento lineal formación Colorado.



Elaborado por: Alejandro Hernández.

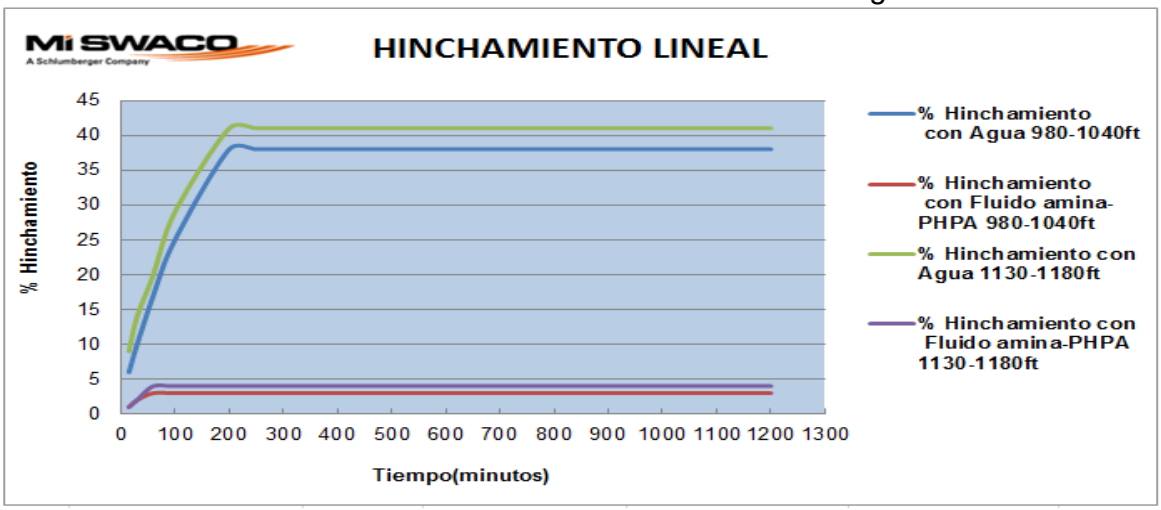
La Figura 47 indica las diferencias físicas que existen entre las pastillas corridas con agua y fluido base Amina-PHPA.

Figura 47. Pastilla hinchamiento con agua e hinchamiento con fluido base Amina-PHPA de la formación Colorado.

Elaborado por: Alejandro Hernández.

6.7.1.4 Formación Mugrosa. El intercambio catiónico de los cationes de amonio presentes en el fluido base Amina-PHPA por los cationes de calcio y sodio presentes en la arcillas fue efectivo debido que las pastillas sumergidas de una profundidad de 980 -1040ft y 1130 – 1180ft en el fluido base Amina-PHPA se hincharon un 3 y 4% respectivamente, frente a un 38 y 41% con agua (Gráfica 19). La inhibición de estas arcillas con el fluido base Amina-PHPA es un tiempo de 60 minutos y su hinchamiento con agua en 190 minutos.

Gráfica 19. Hinchamiento lineal formación Mugrosa.



Elaborado por: Alejandro Hernández.

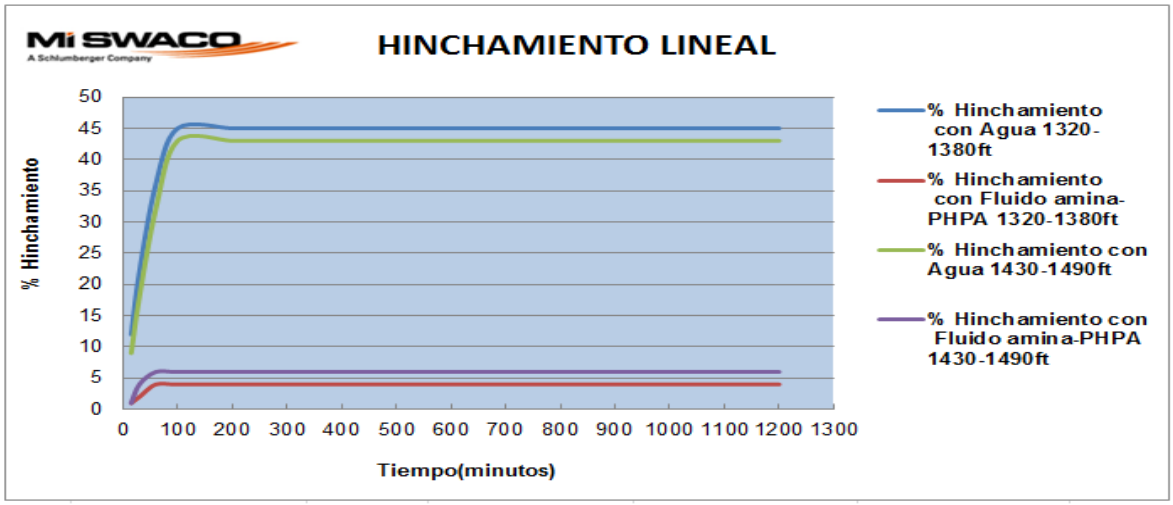
La Figura 48 indica las diferencias físicas que existen entre las pastillas corridas con agua y fluido base Amina-PHPA.

Figura 48. Pastilla hinchamiento con agua e hinchamiento con fluido Base Amina-PHPA de la formación Mugrosa

Elaborado por: Alejandro Hernández.

6.7.1.5 Formación Esmeraldas. El aumento de volumen que se presentan en las pastillas de arcilla es por efecto de la unión físico-química de moléculas de agua que entran en la estructura de la arcilla como consecuencia del intercambio catiónico. Se expresó como porcentaje de hinchamiento medido en una dimensión, por el lapso de tiempo ya mencionado (Gráfica 20). En el tiempo que duró la prueba de hinchamiento lineal, las pastillas de profundidad 1320 – 1380ft y 1430 – 1490ft que estaban sumergidas en el fluido base Amina-PHPA se hincharon un 4 y 6% respectivamente, mientras que las pastillas sumergidas en agua se hincharon 45 y 43% respectivamente. La inhibición de estas arcillas con el fluido base Amina-PHPA es un tiempo de 43 minutos y su hinchamiento en agua 120 minutos.

Gráfica 20. Hinchamiento lineal formación Esmeraldas.



Elaborado por: Alejandro Hernández.

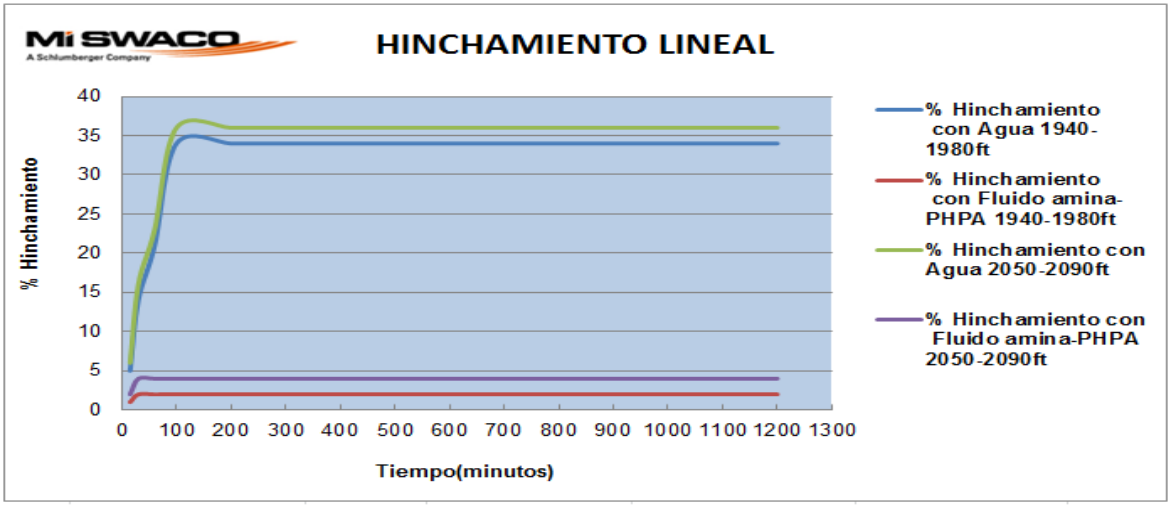
La Figura 49 indica las diferencias físicas que existen entre las pastillas corridas con agua y fluido base Amina-PHPA.

Figura 49. Pastilla hinchamiento con agua e hinchamiento con fluido base Amina-PHPA de la formación Esmeraldas.

Elaborado por: Alejandro Hernández.

6.7.1.6 Formación la paz. Se observa que las pastillas de una profundidad de 1940 – 1980ft y 2050 – 2090ft sumergidas en el fluido de perforación base Amina-PHPA se hincharon un 2 y 4% respectivamente, mientras que las pastillas sumergidas en agua se hincharon un 34 y 36% (Gráfica 21). La inhibición de estas arcillas con el fluido base Amina-PHPA es un tiempo de 25 minutos y su hinchamiento en 110 minutos. Cabe recalcar las arcillas de esta formación por su rápida inhibición con respecto a todas las formaciones anteriores siendo los iones de estas arcillas de muy fácil intercambio.

Gráfica 21. Hinchamiento lineal formación la Paz.



Elaborado por: Alejandro Hernández.

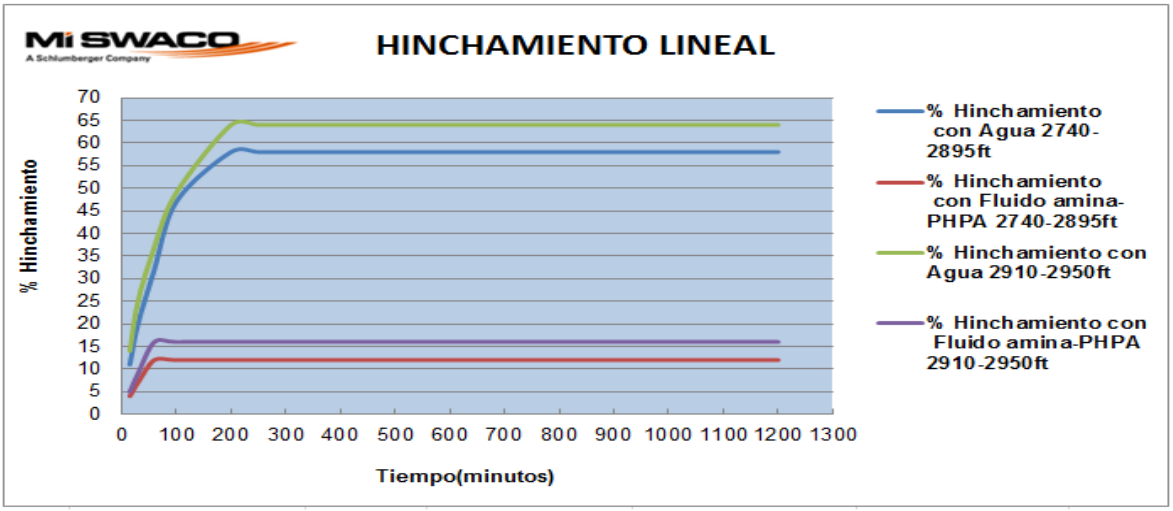
La Figura 50 indica las diferencias físicas que existen entre las pastillas corridas con agua y fluido base Amina-PHPA.

Figura 50. Pastilla hinchamiento con agua e hinchamiento con fluido base Amina-PHPA de la formación la Paz.

Elaborado por: Alejandro Hernández.

6.7.1.7 Formación Lizama. Las pastillas de una profundidad de 2740 – 2895ft y 2910 – 2950ft sumergidas en el fluido de perforación base Amina-PHPA se hincharon un 12 y 16% respectivamente, mientras que las pastillas sumergidas en agua se hincharon un 58 y 64%. La inhibición de estas arcillas con el fluido base Amina-PHPA es un tiempo de 60 minutos y su hinchamiento en agua 190 minutos. Las arcillas de esta formación por su alto porcentaje de hinchamiento más alto que todas las formaciones anteriores, su inhibición con el fluido base Amina-PHPA es bastante efectivo debido al poco tiempo que tarda para inhibir las arcillas de esta formación (Gráfica 22).

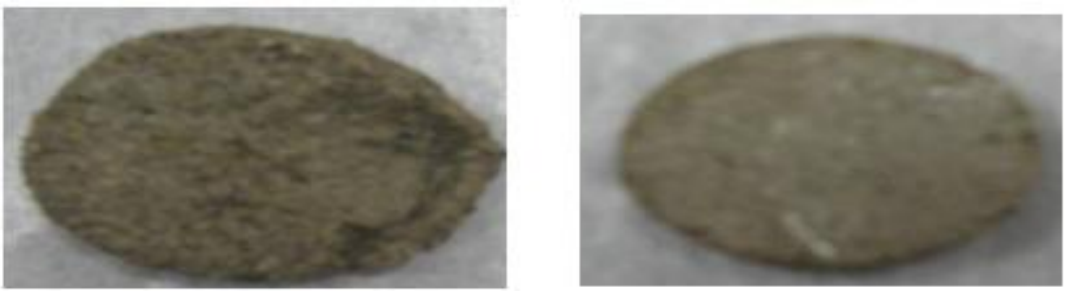
Gráfica 22. Hinchamiento lineal formación Lizama.



Elaborado por: Alejandro Hernández.

La Figura 51 indica las diferencias físicas que existen entre las pastillas corridas con agua y fluido base Amina-PHPA.

Figura 51. Pastilla hinchamiento con agua e hinchamiento con fluido base Amina-PHPA de la formación Lizama.



Elaborado por: Alejandro Hernández.

6.8 ANÁLISIS MICROSCOPIO DE BARRIDO ELECTRONICO (SEM).

Este estudio se realizó con el microscopio electrónico Leo 1450VP, equipado con sistema de rayos X por energía dispersa OXFORD INCA, operado en el modo alto vacío. Se trabajó sobre la muestra, sin moler recubiertas con oro. Las imágenes observadas se obtuvieron usando detector de electrones secundarios (SE) y detector de electrones retrodispersos (Bj0SE), los contrastes de intensidad que se observan en el modo SE dependen principalmente de la morfología de la muestra, su interpretación es similar a la del objeto visto por encima con iluminación lateral.

En el modo BSE los contrastes dependen principalmente del número atómico promedio, zonas más claras en BSE corresponden a número atómico promedio

elevado, en tanto que las oscuras pertenecen a números atómicos bajos. Los rayos X característicos, por medio de las cuales se identifican los elementos presentes, son emitidos dentro de un rango de profundidades de la muestra que va desde su superficie hasta unas pocas micras. El tipo de detector EDX empleado permite detectar todos los elementos de $Z \geq 5$, que se encuentren en la zona analizada. Las alturas en los picos en los espectros pueden interpretarse de manera preliminar como reflejo de la abundancia relativa de estos elementos en la parte analizada, sin embargo su interpretación cuantitativa está sujeta a una serie de fenómenos que se presentan en la muestra por la interacción de los rayos X con ella y por la probabilidad de ocurrencia de la emisión característica de cada elemento.

Para las muestras se presenta una imagen de baja ampliación con el fin de mostrar la morfología general, se presentan también imágenes más ampliadas de zonas de interés, junto con el análisis de composición elemental en la zona analizada.

Siguiendo el procedimiento Técnico General UST-154-P-304 y el procedimiento Técnico de Ensayo UST-154-P- 0006. Este estudio se realizó en el microscopio electrónico de barrido LEO 1450VP y el detector de rayos Oxford – Prime.

Para la muestra se adquieren imágenes y análisis de composición elemental a baja ampliación y series de imágenes a mayores ampliaciones, con el fin de obtener información sobre el tipo de roca, su microtextura y morfología y distribución de algunos minerales que pueden identificarse por su aspecto y composición elemental. La descripción se basa inicialmente en la textura, el tamaño de grano promedio, la composición mineralógica y en conceptos generales de rocas sedimentarias. Se consideran también cuando son aplicables los conceptos de arcilla laminar, arcilla estructural y arcilla dispersa que pueden apoyar la interpretación del comportamiento petrofísico.

Como arcillan laminar se tipifican láminas de arcilla de origen detrítico localizadas entre los granos de arena, que han sufrido tensión mecánica durante la compactación. La arcillas laminares pueden afectar la porosidad dependiendo de su ubicación en el espacio de poro.

Como arcilla estructural se consideran granos formados por agregados de partículas de arcilla que toman lugar de granos de armazón de la roca y no afectan de manera considerable la porosidad.

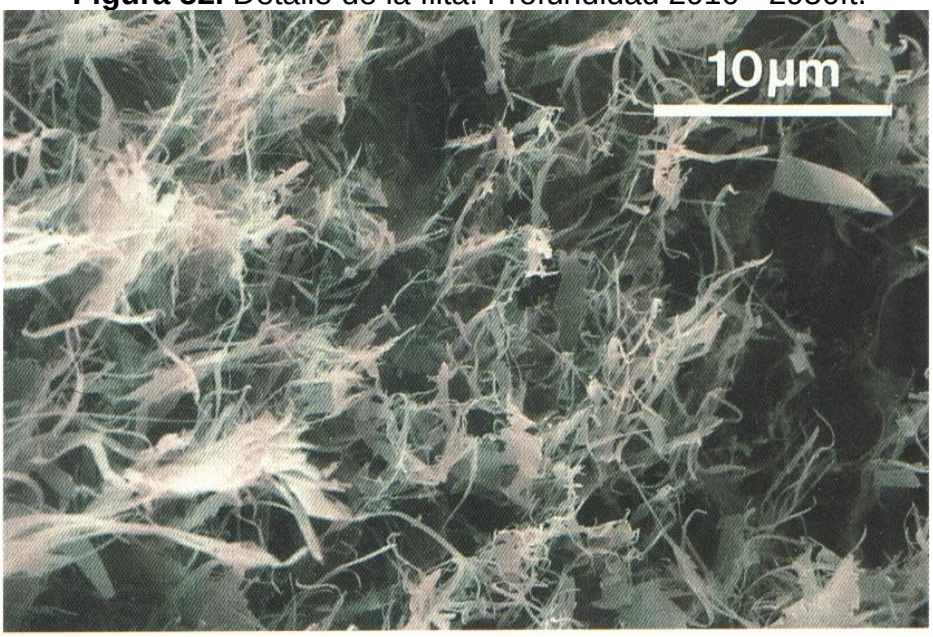
Como arcilla dispersa se describe la arcilla ubicada en el espacio poral que puede actuar como cemento o como matriz. La influencia de las arcillas dispersas depende del tipo de mineral arcilloso.

6.8.1 Análisis resultados SEM campo Opón profundidad 2910 - 2950 ft.

Para el análisis SEM se escoge la muestra de la formación Lizama a una profundidad de 2910 – 2950 ft por su alto grado de reactividad siendo la más representativa de todos los sólidos perforados. Se pudo determinar que a esta profundidad hay una roca tipo arcillolita, con tamaño de grano variado y con algunas zonas de aspecto inconsolidado.

Como material disperso en la muestra, el más frecuente es la ilita, compuesta por una arcilla de tres capas, con una morfología fibrosa y laminar similar a la estructura de la montmorillonita (Figura 52).

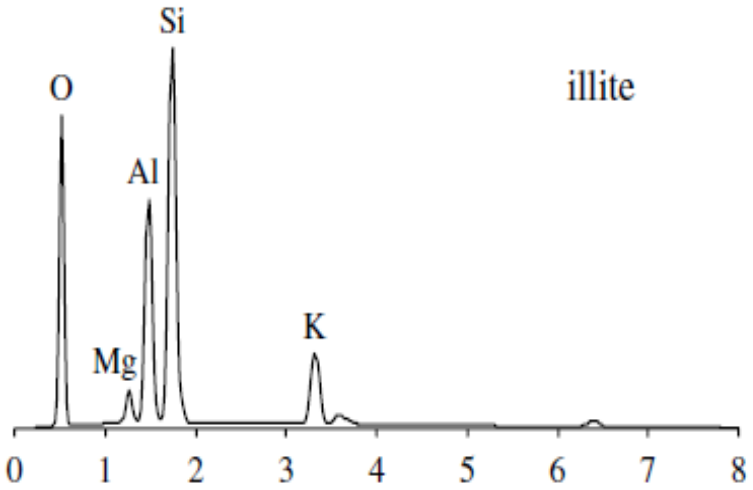
Figura 52. Detalle de la Ilita. Profundidad 2910 - 2950ft.



Fuente: MI SWACO.

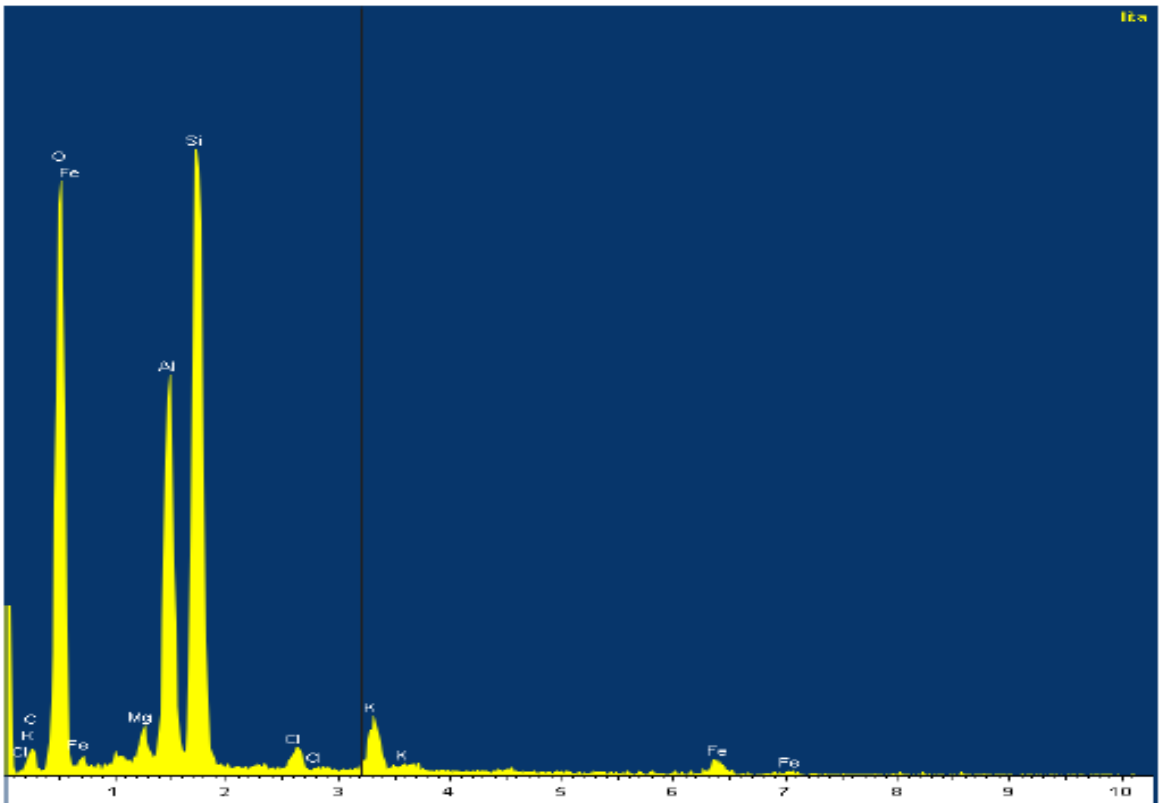
En el espectro teórico se observa que la ilita tiene una señal intensa entre 0.5 – 2 Kev del Si^{+4}, Al^{+3}, O^{-2}, una señal baja en 3.3 Kev del K^{+}, y 1.3 Kev el Mg^{+2} (Figura 53), estos mismas señales se observan en el espectro arrojado por el SEM (Figura 54).

Figura 53. Espectro teórico de la Ilita.



Fuente: (Electron Microprobe Analysis and Scanning Electron Microscopy in Geology, 2005)[9].

Figura 54. Espectro composición Ilita. Profundidad 2910 - 2950ft.



Fuente: MI SWACO.

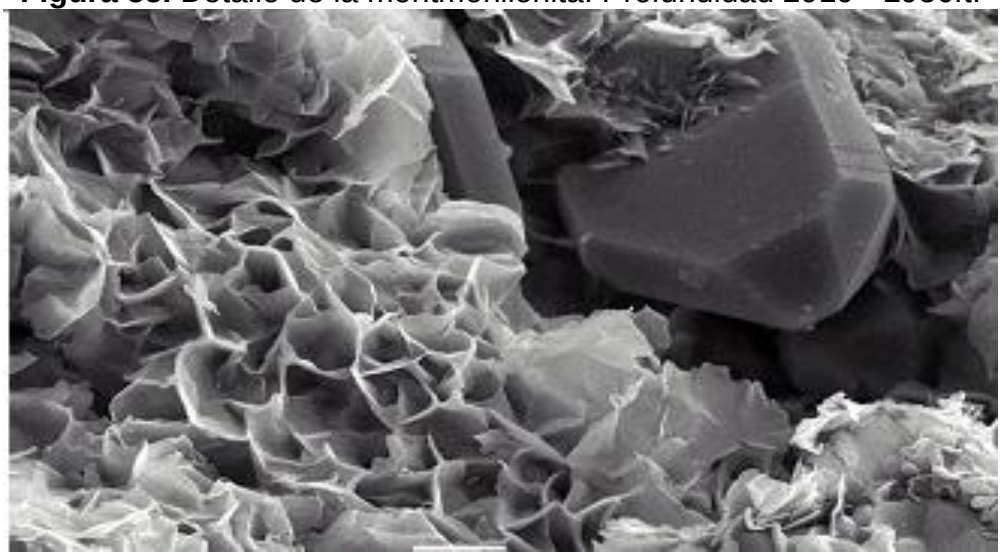
La ilita tiene la misma estructura básica que la montmorillonita pero no tiene la misma capacidad de hinchamiento, la ilita tiene una sustitución de Si^{+4} por Al^{+3}, lo cual aún produce una carga negativa.

El catión compensador para este caso es el K^{+}. La carga negativa neta de la red que resulta de estas sustituciones, mediante los iones potasio compensadores, es generalmente mayor que la carga de la montmorillonita, pudiendo ser hasta una vez y media más grande que ésta.

El espacio entre las capas unitarias es de 2,8 Å. El diámetro iónico del K^{+} es de 2,66 Å. Esto permite que el K^{+} encaje perfectamente entre las capas unitarias, formando un enlace que impide el hinchamiento en la presencia de agua. Como las capas unitarias no se hinchan ni se separan al ser expuestas al agua, los iones potasio (K^{+}) presentes entre las capas unitarias no están disponibles para el intercambio. Sólo los iones potasio que se encuentran en las superficies exteriores pueden ser cambiados por otros cationes.

La montmorillonita (Esmectita), la cual se presenta una morfología laminar que se asemeja a los panales de las abejas (Figura 55).

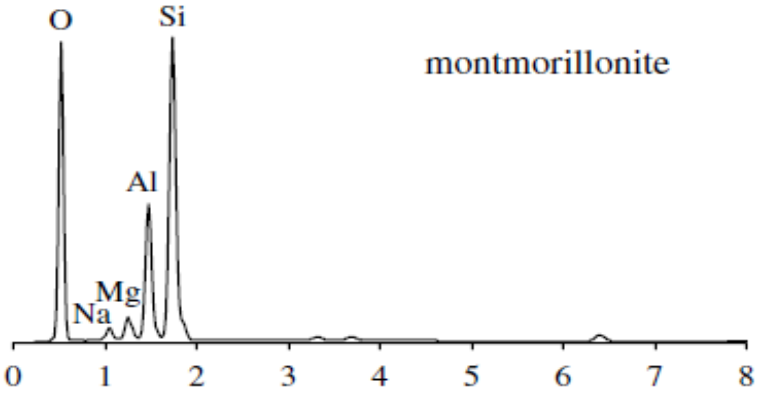
Figura 55. Detalle de la montmorillonita. Profundidad 2910 - 2950ft.



Fuente: MI SWACO.

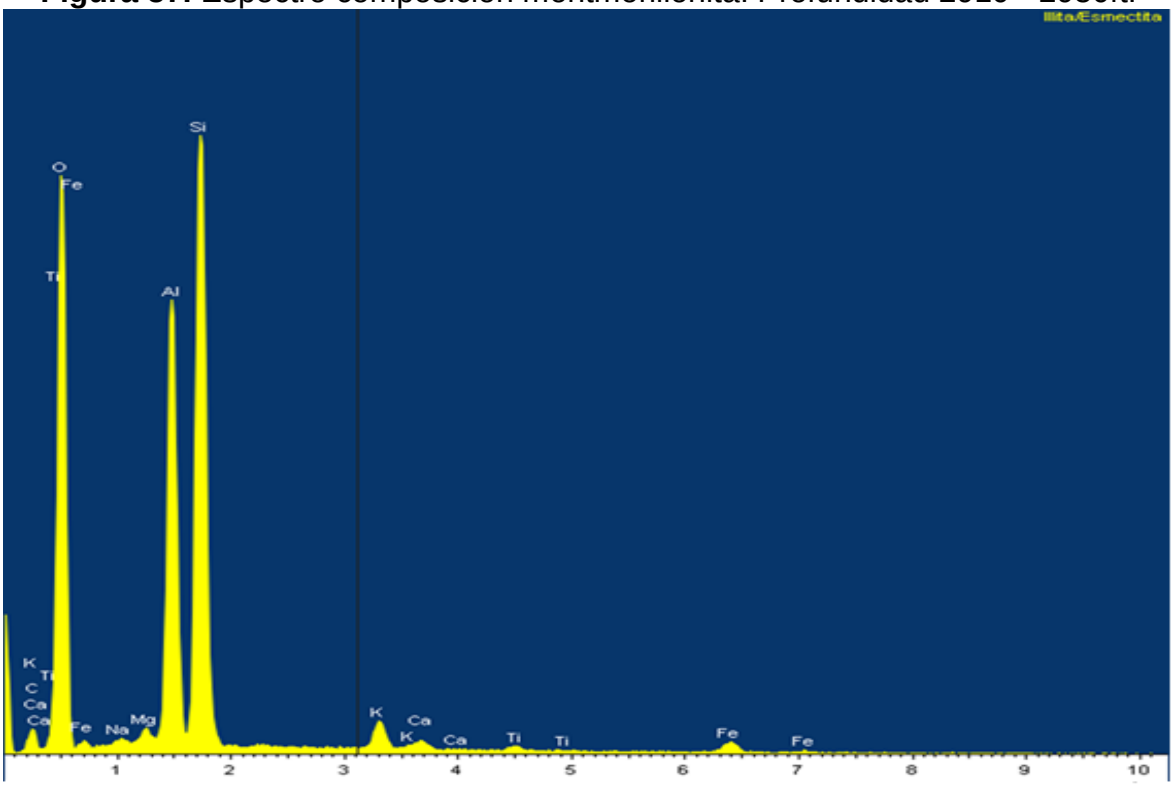
En el espectro teórico se observa que la montmorillonita tiene una señal intensa entre 0.5 -2 Kev del Si^{+4}, $Al+^{3}$, O^{-2}, una señal baja entre 1 -1.5 Kev del Na^{+}, Mg^{+2} (Figura 56), estos mismas señales se observan en el espectro arrojado por el SEM (Figura 57).

Figura 56. Espectro teórico de la montmorillonita.



Fuente: (Electron Microprobe Analysis and Scanning Electron Microscopy in Geology, 2005)[9].

Figura 57. Espectro composición montmorillonita. Profundidad 2910 - 2950ft.



Fuente: MI SWACO.

La montmorillonita sufre una sustitución isomórfica dentro de las capas (ejemplo Al^{+3} remplazado por Mg^{+2} o Fe^{+2}) generando una carga negativa. Estas capas se organizan de estilo paralelo con forma de camada con un Van Der Walls entre ellas, originalmente la montmorillonita tiene la propiedad de absorber cationes

debido a que la superficie interlaminar tienen excesiva carga negativa la que será balanceada o compensada por los cationes absorbidos donde los más prominentes respectivamente son (Na^{+}, Ca^{+2}, Mg^{+2}, K^{+}). La característica más importante de la montmorillonita es la capacidad de absorber agua (hidratación) en la intercala por medio de sus cationes hidratables que en este caso será el Na^{+}, que en estado natural es capaz de absorber hasta 7 veces su peso en agua. La concentración relativa de cada catión también afecta esta preferencia de intercambio catiónico.

Aunque resulte más difícil reemplazar el calcio que el sodio, si la concentración iónica de Na^{+} es considerablemente más alta que la concentración de $Ca^{+2,}$ el sodio desplazará al calcio. Según el número de cationes presentes, el espacio entre capas de la montmorillonita seca estará comprendido entre 9,8 (sodio) y 12,1 Å (calcio) y lleno de agua fuertemente ligada. Cuando la arcilla seca entra en contacto con agua dulce, el espacio entre capas se expande y la arcilla adsorbe una gran “envoltura” de agua. Estos dos fenómenos permiten que las arcillas generen viscosidad. Las bentonitas a base de calcio sólo se expanden hasta 17 Å, mientras que la bentonita sódica se expande hasta 40 Å. Los cationes divalentes como Ca^{+2} y Mg^{+2} aumentan la fuerza de atracción entre las laminillas, reduciendo así la cantidad de agua que se puede adsorber. Los cationes monovalentes como Na^{+} producen una fuerza de atracción más débil, permitiendo que más agua penetre entre las laminillas.

Además de adsorber el agua y los cationes en las superficies exteriores, la esmectita absorbe agua y cationes en las superficies entre las capas de su estructura cristalina. La esmectita tiene una capacidad de adsorción de agua mucho más grande que otros minerales arcillosos. La capacidad de adsorber agua, la cantidad de cationes intercambiables (CEC) y el área superficial son fenómenos muy relacionados entre sí que a veces son llamados propiedades coligativas de la arcilla.

Los cationes multivalentes producen un enlace más fuerte entre las capas que los cationes monovalentes, lo cual resulta generalmente en la agregación de las partículas de arcilla. . Aunque la esmectita esté generalmente definida como montmorillonita sódica, el calcio y el magnesio intercambiables pueden constituir de 35 a 67% de la capacidad total de intercambio. El espectro deja ver entre los minerales arcillosos 2:1, la esmectita, ilita, y capas mixtas de ilita y esmectita son encontradas durante la perforación de formaciones de lutita, causando frecuentemente distintos problemas relacionados con la estabilidad del pozo y el mantenimiento del fluido de perforación. La naturaleza problemática de estos minerales arcillosos puede estar relacionada con los cationes débilmente enlazados entre las capas y las cargas débiles de las capas que producen el hinchamiento y la dispersión al entrar en contacto con el agua. A medida que la profundidad de entierro aumenta, la esmectita se convierte gradualmente en

arcillas de capas mixtas de ilita/esmectita, y finalmente en ilita y mica. Como resultado, las formaciones de lutita se vuelven generalmente menos hinchables pero más dispersivas en agua, a medida que la profundidad aumenta.

CONCLUSIONES.

- La prueba de filtración aseguró que los controladores de filtrado fueron aceptables evitando que la fase continua del lodo penetre hacia la formación causando el menor daño posible a los pozos que se perforen en el campo Opón.

- El fluido de perforación presenta una pérdida de filtrado de 4,6 mL, esto se debe a que es un fluido de laboratorio, sin concentración de sólidos. Un fluido en campo contaminado marca menos de 4,6 mL.

- El PHPA contribuye a la estabilización de las lutitas aumentando la viscosidad de la fase acuosa en el anular y por ende la viscosidad del filtrado, se limita la profundidad de invasión del filtrado y brindando una buena protección a la formación, minimizando problemas de lutitas frágiles y fracturadas.

- Las concentraciones de cada uno de los componentes del fluido base Amina-PHPA, utilizadas para este estudio, están dadas para lograr un cumplimiento equilibrado de todas las propiedades y funciones del lodo. Cambiando las concentraciones de algunos de sus componentes se obtendrá un fluido de mayor o menor inhibición, en caso de necesitarlo, pero se alterara sus propiedades de igual importancia como: filtración, punto cedente, viscosidad del fluido.

- Las pruebas básicas realizadas al fluido base Amina – PHPA revelaron valores que se encuentran dentro de los rangos permisibles de un fluido libre de sólidos, con valores de reología adecuados que garanticen un fluido que proporcione propiedades de lodo adecuadas.

- Los valores de capacidad de intercambio catiónico presentado por los minerales arcillosos de las formaciones mostraron rangos entre 30 – 60 lb/bbl valores que se consideran elevados para CEC teniendo como patrón los 205 lb/bbl presentes en la bentonita, la arcilla con mayor nivel de CEC.

- Se puede considerar al sistema de fluido base Amina – PHPA un fluido netamente inhibidor, debido que todos sus resultados de inhibición superan el 90% de efectividad en relación al hinchamiento sufrido al contacto de las muestras con agua. Cada elemento que contribuye a la inhibición le complementa al otro, el primero en aportar al proceso es la Amina que inhibe mediante procesos iónicos, seguida la PHPA encapsulando los cortes. El proceso es eficiente y completo.

- El uso de las aminas en los fluidos de perforación proporciona al sistema una serie de ventajas ante las arcillas impidiendo la invasión del agua en la estructura cristalina de estos minerales para que se hidraten e hinchen y se derive en

problemas de embotamiento, obturación del diámetro del hueco, entre otros, en el pozo.

- Los resultados obtenidos del fluido de perforación usado en la segunda fase de uno de los pozos del campo Opón demuestran varios errores en la elaboración del mismo, la filtración del fluido es alta siendo de 9 mL con un Cake grueso de 1/32" sin mostrar consistencia, el uso de bentonita (arcilla) en una sección donde no debería usarse debido al alto contenido de arcilla reactiva como queda demostrado en este trabajo y por último el fluido no contiene ningún tipo de inhibidor según los componentes de este.

- Las arcillas de la formación Lizama en contacto con agua nos indica que es una arcilla con los mayores niveles de reactividad. Los resultados obtenidos nos muestran que con la arcilla de la formación Lizama el fluido base Amina – PHPA efectúo una inhibición del 99% en la prueba del azul de metileno y 94.6% en la prueba de tiempo de succión capilar

- Las muestras analizadas en la prueba de hinchamiento lineal manifestaron valores altos de reactividad en la prueba de MBT con los que se obtuvieron buenos resultados de la interacción de las arcillas con el fluido de perforación base Amina-PHPA.

- El costo adicional en la elaboración del fluido base Amina - PHPA es mínimo respecto a las operaciones que se deben realizar si se siguen presentando los problemas de embotamiento y pega de tubería asociados al fluido original.

- La suma de los resultados obtenidos muestra que el fluido base Amina – PHPA es un fluido con características de inhibición óptimas para que los nuevos pozos a ser perforados en este campo no presenten problemas causados por lutitas inestables y arcillas reactivas en la perforación de la segunda sección.

- Los resultados obtenidos del SEM dejan ver el tipo de arcilla de la formación Lizama denominada ilita-esmectita, siendo la esmectita la demás capacidad de intercambio catiónico por el ión Na^+ y así nos deja ver la trazabilidad que tiene con los resultados obtenidos en la capacidad de azul de metileno, tiempo de succión capilar e hinchamiento lineal.

RECOMENDACIONES.

- En el momento de realizar las pruebas de CST se sugiere trabajar con muestras que tengan un alto valor de reactividad para estimar una formulación que tenga un rango que pueda inhibir eficientemente las lutitas y arcillas.

- Mantener en constante monitoreo las propiedades del fluido como densidad, % de sólidos y MBT para controlar la arcilla que entre al sistema.

- Para trabajos en campo cuando se desplaza un sistema existente con un sistema PHPA, el tamaño de malla de la zaranda debería ser aumentado para evitar la pérdida del fluido de perforación. El lodo se floculará y el polímero no se cortará durante las primeras circulaciones después del desplazamiento.

- En la preparación del fluido conviene mezclar únicamente PHPA con agua, independientemente de las otras mezclas por 30 minutos, para asegurar que las moléculas de cadenas largas de este polímero logren su máxima expansión y por ende su eficiencia sea óptima.

- Se debe evitar colocar en contacto las muestras con agua demasiado tiempo, al momento de recolectarlas, a fin de evitar posibles reacciones fluido sedimento para que conserven sus propiedades naturales.

- Para asegurar la inhibición de las arcillas reactivas y de las lutitas inestables en la perforación de cualquier pozo de la cuenca del valle medio del Magdalena se recomienda realizar una correcta formulación del fluido base Amina – PHPA y así evitar problemas que suscitan en los procesos de perforación.

BIBLIOGRAFÍA.

1. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca del valle medio del Magdalena, 2009. 95 - 99 p.

2. BAROID, Manual de fluidos de perforación, En: Ensayos especializados 2009. Houston, Texas. 12 - 67 p.

3. BAKER HUGES INTEQ, Manual de ingeniería de fluidos de perforación, 1998, Houston, Texas. 300 - 568 p.

4. CIED. Tecnología Aplicada a los Fluidos de Perforación. México, 1997. 123 p

5. XII CONGRESO LATINOAMERICANO DE PERFORACIÓN. Biodegradabilidad aerobia de aditivos empleados en fluidos de perforación. México, 2000. 76 p.

6. DÍAZ RODRÍGUEZ.L.A La Edad Geológica de formación de los caolines primarios está ligada a periodos orogénicos o postorogénicos de la Historia Geológica de la Tierra. Depósito de arcillas palygorskíticas. Vol. 41. 2002. 23 p.

7. Dykstra, M. 1992. Biological electron microscopy: theory, techniques and troubleshooting. Plenum Press. 2009. 28 p.

8. DRILLING FLUIDS MANUAL. Dowell Drilling Fluids. 2ed. USA, 1990. 77 p.

9. Electron Microprobe Analysis and Scanning Electron Microscopy in Geology. 2ed. University of Cambridge, 2008. 173 p.

10. GEOINVESTIGACIONES. Evaluación Geológica del Campo Opón, Cuenca del valle medio del Magdalena. Informe técnico, 2009. 24 – 39 p.

11. HERNÁNDEZ GOMEZ, Mauricio Espinosa. Caracterización de las arcillas cementantes de las arenas productoras. 7 ed. Venezuela: Universidad de Oriente, Barcelona, 2008. 102 p.

12. JULIVERT.M., 1961. Las estructuras del Valle Medio del Magdalena y su significación. Boletín de Geología. Universidad Industrial de Santander. (Bucaramanga). No 6. 33 – 52 p.

13. M.I SWACO. M – I Drilling Fluids Engineering Manual.En: Propiedades de los fluidos de perforación. Houston, Texas, 2001. 18 - 153 p.

14. RAMIREZ, Jorge. La química de la arcilla. Buenos Aires: Ariel, 2001. 89 p.

15. ROMERO, Emilia. Arcillas: Propiedades y Usos [En línea]. Madrid, España. 2006, Citado Diciembre 20, 2006 [Actualizado Enero 30, 2007]. Disponible en http://www.uclm.es /users /higueras/yymm/arcillas.htm.

16. PDVSA. Manual de perforación PDVSA.2002, Maracaibo. 380 p.

17. Q-MAX Colombia. Manual de ingeniería de fluidos de perforación, 1998, Houston, Texas. 24 - 122 p.

IMPACTO ESPERADO.

Además de evaluar los inhibidores base Amina - PHPA, este proyecto ayudará a los ingenieros que trabajan en este campo a tener un amplio conocimiento del tipo de arcillas que se encuentran en el campo Opón.

Este proyecto beneficiará a las empresas que realizan operaciones en este campo a realizar sus operaciones sin ningún tipo de inconveniente que puedan generar las arcillas hidratables haciendo sus operaciones más rápidas y rentables. Beneficiará también a la empresa que suministra dichos aditivos debido a que fomentará la investigación en la mejora de sus productos y servicios.

Este fluido de perforación no solamente servirá para ser usado en taladros de perforación petrolera; además servirá para ser usado en perforaciones con objetivos estratigráficos aportando en gran medida a la recuperación de núcleos para su estudio Geológico.

NOMBRE DEL DIRECTOR:
Firma (V.B.)

NOMBRE CODIRECTOR:
Firma (V.B.)

Fecha Presentación:

ANEXO A
FICHAS TECNICAS DE LOS PRODUCTOS QUIMICOS USADOS EN ELABORACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Boletín Técnico

SUDECAP

BIOPOLYMERC - VIS

*El producto **BIOPOLYMERC – VIS** es una goma xantana dispersable. La goma xantana **BIOPOLYMERC – VIS** aporta viscosidad, incluyendo viscosidad a muy baja velocidad de corte, y suspensión de material densificante (Barita, Sales, Carbonatos, entre otros) para todos los sistemas de lodo base agua. El producto **BIOPOLYMERC – VIS** tiene la singular capacidad de producir un fluido tixotrópico que disminuye fácilmente su viscosidad con el esfuerzo de corte.*

Propiedades Físicas Típicas

Apariencia física.....Polvo color crema a café claro

Gravedad específica.....1.5

Densidad Aparente.....45.44 lb/pie^3 (728 Kg/m^3, 1.25 lb/gln)

Aplicaciones

La función principal del producto BIOPOLYMERC - VIS consiste en aumentar la viscosidad para el transporte y la suspensión de recortes. La goma xantana BIOPOLYMERC - VIS se desempeña eficazmente en todos los fluidos base agua, desde sistemas altamente densificados hasta sistemas con bajo contenido de sólidos. Esto comprende sistemas de agua dulce, agua de mar, sal y sistemas de salmueras densas.

La goma xantana BIOPOLYMERC - VIS funciona brindando un perfil reológico optimizado con una elevada viscosidad a muy baja velocidad de corte (LSRV por sus siglas en inglés) y características de fácil disminución de la viscosidad con el esfuerzo de corte, con valores "n" bajos. Estas características frecuentemente traen como resultado fluidos con propiedades de flujo inversas v.g. punto cedente mayor a la viscosidad plástica. Los fluidos que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte presentan bajas viscosidades efectivas a las altas velocidades de corte encontradas en la sarta de perforación y en la barrena. Esta baja viscosidad efectiva para presiones de tubo vertical y pérdidas de presión mínimas, permite optimizar la hidráulica y maximizar las velocidades de penetración. Recíprocamente, a las bajas velocidades de corte encontradas en el espacio anular, el producto BIOPOLYMERC - VIS permite que el fluido tenga una alta viscosidad efectiva para limpiar adecuadamente el pozo y suspender los recortes.El producto BIOPOLYMERC - VIS debe agregarse lentamente a través de la tolva para evitar la formación de grumos y minimizar la generación de desecho. Debe agregarse a una velocidad de aproximadamente un saco de 25 lb (11.3 kg) cada 7 a 10 minutos. El tiempo requerido para que el producto produzca su viscosidad final depende de la salinidad, temperatura y corte.

www.sudecap.com / info@sudecap.com
Telefonos: (57+1) 311 3033 / (57) 317 331 84 58
Cra. 57 B No70C-05 Bogotá-Colombia

Boletín Técnico

SUDECAP

La cantidad de producto BIOPOLYMERC - VIS requerido dependerá de la viscosidad deseada. Las concentraciones normales oscilan entre 0.50 y 2.5 lb/bbl (1.43 a 7.1 kg/m3) para la mayoría de los sistemas de lodo. Los fluidos especiales y condiciones difíciles de limpieza del pozo podrían ameritar de mayores concentraciones: hasta 4.0 lb/bbl (11.4 kg/m3).

El aditamento de sal, un antioxidante y estabilizadores térmicos mejoran la estabilidad térmica en los fluidos BIOPOLYMERC - VIS de 250 a 280°F (de 121 a 138°C). Se han utilizado píldoras y sistemas especialmente formulados a temperaturas de hasta 400°F (204°C). El producto BIOPOLYMERC - VIS está sujeto a degradación bacteriológica, por lo que se recomiendan tratamientos con biocida para evitar su fermentación

Ventajas

- Viscosificador altamente efectivo
- Perfil reológico que disminuye su viscosidad con el esfuerzo de corte para una mejor hidráulica.
- Pérdidas de presión de fricción mínimas para caballos de fuerza hidráulica adicionales en la barrena, y una baja viscosidad a muy alta velocidad de corte para velocidades de penetración máximas.
- Flujo laminar viscoso en el espacio anular, para una mejor estabilidad del pozo con máxima limpieza del pozo y capacidad de suspensión.

Limitaciones

- Iones trivalentes tales como cromo y hierro pueden causar la precipitación de biopolímeros y pérdida de viscosidad o entrecruzamiento.
- No tolera las condiciones con pH elevado o iones con alto contenido de calcio.
- Los sistemas BIOPOLYMERC - VIS deben tratarse previamente ya sea con bicarbonato de sodio o SAPP y posiblemente ácido cítrico antes de perforar el cemento.
- Sujeto a la degradación bacteriológica, debe usarse un biocida para prevenir su fermentación.
- La naturaleza ligeramente aniónica del producto BIOPOLYMERC - VIS requiere de procedimientos de mezclados especiales al mezclarse con materiales catiónicos.

Toxicidad y Manejo

Se tiene disponible la información del ensayo biológico, previa solicitud.

Manéjelo como un producto químico industrial, usando equipo de protección personal y siguiendo las precauciones descritas en la Hoja de Datos de Seguridad de los Materiales (MSDS).

El producto BIO-POLYMERC - VIS tiene una excelente aceptación en materia ambiental

Empaque y Almacenamiento

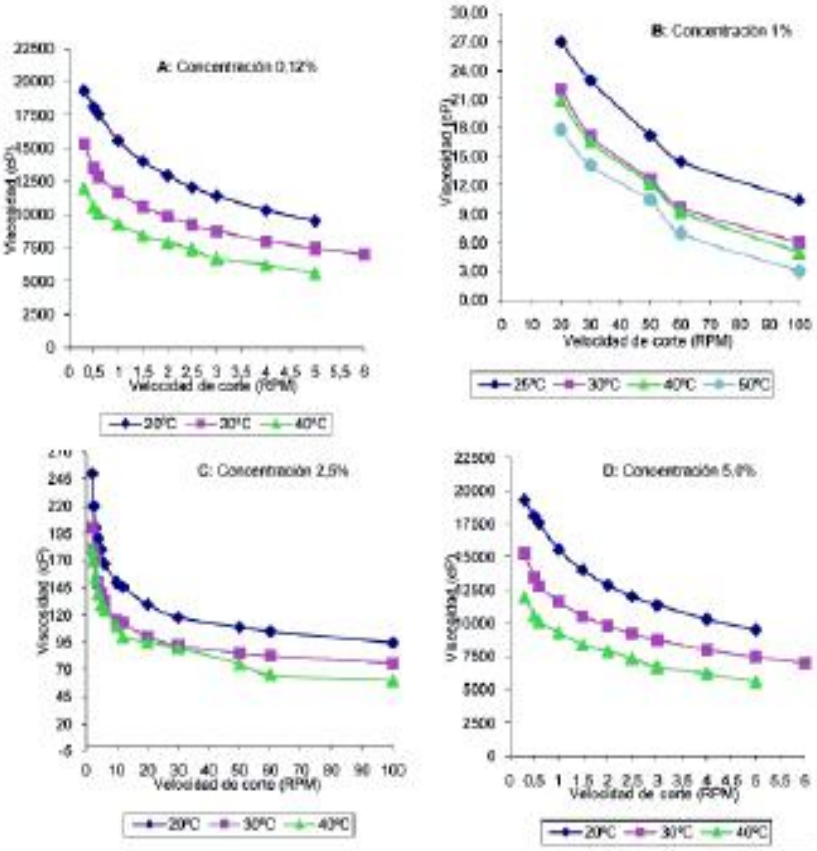
El biopolímero BIOPOLYMERC - VIS viene empacado en sacos impermeables de capas múltiples con forro de 50 lb (22.7 kg) y en canecas de 33lb (15 kg).

Almacénelo en lugar seco y bien ventilado, lejos de sustancias incompatibles o de fuentes de calor o de ignición y minimice la presencia de polvo.

www.sudecap.com / info@sudecap.com
Telefonos: (57+1) 311 3033 / (57) 317 331 84 58
Cra. 57 B No 70C-05 Bogotá-Colombia

Boletín Técnico

SUDECAP



www.sudecap.com / info@sudecap.com
Telefonos: (57+1) 311 303 3 / (57) 317 331 84 58
Cra 57 B No 70C-05 Bogotá-Colombia

Boletín Técnico

SUDECAP

H & A CONTROL

(Hardness & Alkalinity Control)

*El **H & A Control** se utiliza en el lodo base agua como fuente de iones OH y carbonatos para precipitar el calcio (como sal carbonatada), aumentar el pH o flocular el lodo de perforación inicial.*

*El **H & A Control** está compuesto por mezclas de productos básicos, débiles y fuertes, altamente solubles en agua neutra.*

Propiedades Físicas Típicas

Apariencia física.....Polvo blanco

Gravedad específica 2.51

pH.....10.5

Solubilidad en agua.....572° F (300°C), 51 g/100 ml a 86°F [30°C])

Aplicaciones

El ***H & A Control*** se utiliza principalmente para reducir el calcio soluble en los lodos de perforación base agua y aguas de preparación. Otros usos comprenden el aumento del pH y la floculación de lodos de perforación inicial.

El calcio está presente en muchas aguas de preparación y formaciones. Puede causar la floculación del lodo, lo que trae como resultado un aumento en la reología, esfuerzos de gel y filtrado. El calcio de alto filtrado causa la precipitación de aditivos sensibles al calcio, tales como los polímeros acrílicos POLYMERC -PLUS® (Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada) y ACRILATOS® (DISPERSANTES ACRILICOS), los cuáles son los más sensibles. Los polímeros celulósicos POLYMERC PAC R® (Celulosa Polianiónica) y Carboximetil Celulosa (CMC) son sólo ligeramente sensibles al calcio y toleran niveles moderados de calcio de filtrado.

Los tratamientos típicos de Carbonato de Calcio oscilan entre 0.25 y 2 lb/bbl (de 0.7 a 5.7 kg/m3), dependiendo del nivel de calcio y la composición química del agua del fluido de perforación. Una libra (0.45 kg) de ***H & A Control*** remueve el calcio de 1.283 lb (0.58 kg) de sulfato de calcio (anhidrita). Los tratamientos deben hacerse en incrementos para evitar un tratamiento excesivo que traiga como resultado la contaminación por carbonato.

En agua pura, el ***H & A Control*** forma soluciones altamente amortiguadas, con un pH que oscila entre 9.5 y 10.5 en concentraciones de 0.15 a 0.50 lb/bbl (0.25 a 0.75 kg/m3).

www.sudecap.com / info@sudecap.com
Telefonos: (57+1) 311 3033 / (57) 317 331 84 58
Cra. 57 B No70C-05 Bogotá-Colombia

Ventajas

- Ampliamente disponible, constituye una fuente económica de iones de carbonato para precipitar el calcio mientras se aumenta el pH
- Producto químico concentrado; remueve eficazmente el calcio en la mayoría de los fluidos de perforación a pequeños niveles de tratamiento
- Floculante efectivo para lodos de perforación inicial (lodos nativos, agua – bentonita).

Limitaciones

- Aumenta el pH y no debe utilizarse para tratar la contaminación por cemento o fluidos con pH más elevado; menos soluble a un pH alto.
- El tratamiento excesivo trae como resultado la contaminación por oxidrilos y sales carbonatadas, incluso las pequeñas cantidades de exceso de iones carbonatados pueden causar grandes aumentos en el punto cedente, los esfuerzos de gel y el filtrado.

Toxicidad y Manejo

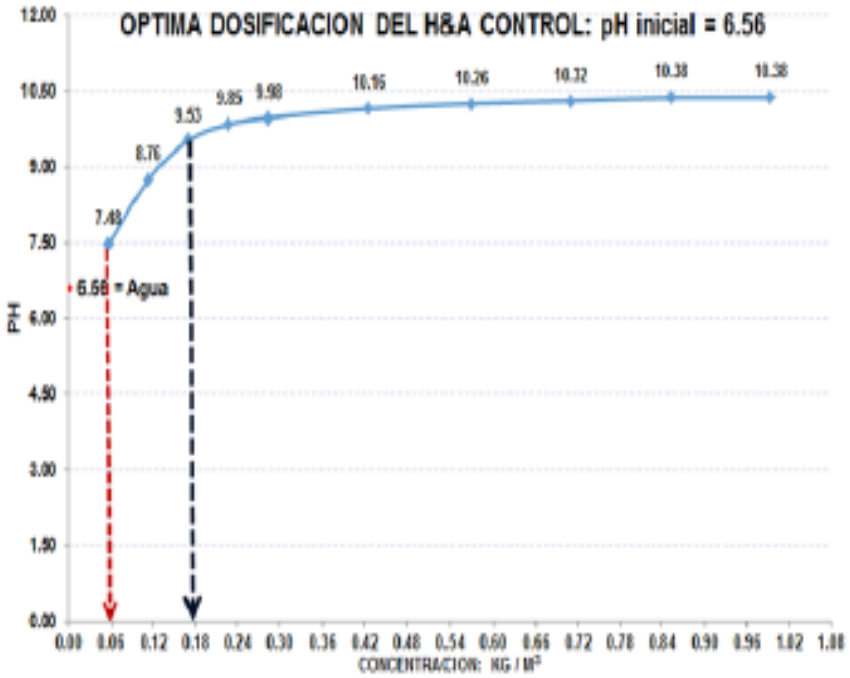
Se tiene disponible la información del ensayo biológico, previa solicitud.
Manéjelo como un producto químico industrial, usando equipo de protección personal y siguiendo las precauciones descritas en la Hoja de Transporte y la Hoja Datos de Seguridad de los Materiales (MSDS).
El ***H & A Control*** es un material alcalino que puede causar irritación en los ojos, piel y vías respiratorias. El ***H & A Control*** debe agregarse lentamente al sistema de lodo ya sea mezclándolo a través de la tolva o un barril químico. No mezcle el ***H & A Control*** con otros productos químicos, especialmente con soda cáustica o cal. Al estar utilizando un barril químico, mezcle el ***H & A Control*** en un barril completo de agua dulce y agite adecuadamente.

Empaque y Almacenamiento

El ***H & A Control*** es un producto químico comercial disponible localmente y viene en canecas, baldes y / o bidones de 33 (15.0 kg).
Almacénelo en un área seca, lejos de agua y ácidos, herméticamente cerrado.

Boletín Técnico

SUDECAP



Boletín Técnico

SUDECAP

M-R LUBE 2012*

El M-R LUBE – 2012+, es un producto tipo Lubricante de Calidad Superior, de origen vegetal (amigable 100% con el medio ambiente), utilizado para perforación horizontal dirigida (HDD por sus siglas en inglés), extracción de núcleos (perforación diamantina o corazonamiento) y perforación rotaria (petróleo, minería y pozos de agua).

Propiedades Físicas Típicas

Apariencia física	Líquido ambar
Gravedad específica	0.87
pH (Solución al 1%)	6.0 – 8.0
Punto de ebullición	572°F (>300°C)
Punto de congelación	-77°F (-25°C)
Punto de inflamación	554°F (290°C)

Aplicaciones

El lubricante *M-R LUBE – 2012+* se mezcla instantáneamente y no se ve afectado por la calidad del agua. Para que este producto brinde protección a las varillas y reduzca el torque después de haber iniciado la perforación, se debe tomar en cuenta el número de varillas y la cantidad de fluido en el agujero. El tratamiento podría requerir dosificar el sistema con varios recipientes (cubetas) de lubricante. Se requieren niveles de mantenimiento establecidos después de la dosis y tratamiento inicial. Los niveles de tratamiento normales son desde 0.5% a 4.0% de volumen de fluido o de 1 a 2 medidas (0.500 a 1.000 L) por cada 100 gal (378.5 L) de fluido de perforación. La cantidad de dosificación debe aumentarse si la velocidad de penetración disminuye, si el torque aumenta o la longitud del recorrido disminuye indicando corte deficiente.

Ventajas

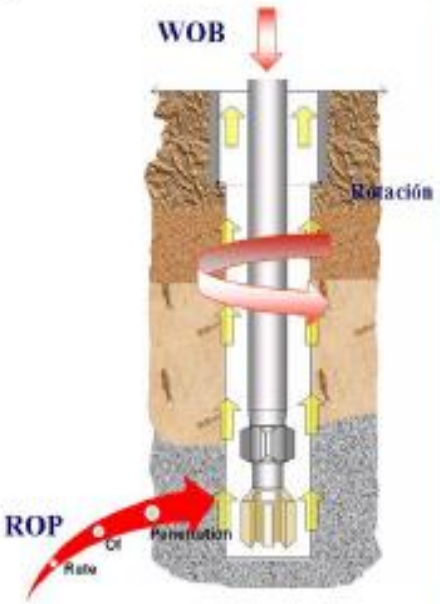
- Reduce el torque
- Reduce la fricción entre partes metálicas
- Evita la herrumbre e incrustaciones
- Ambientalmente seguro
- Aumenta las velocidades de penetración
- Prolonga la vida útil de la barrena y el motor de fondo

www.sudecap.com / info@sudecap.com
Telefonos: (57+1) 311 3033 / (57) 317 331 84 58
Cra. 57 B No 70C-05 Bogotá-Colombia

Boletín Técnico

SUDECAP

- Aumenta la eficiencia del motor de fondo
- Reduce el desgaste en las varillas y el equipo
- Maximiza el potencial del equipo de perforación y el control direccional
- Mejora la efectividad de aditivos de fluido de perforación en polvo
- Mejora la calidad de revoque o torta del lodo, al hacerla mas resbalaciza
- Su uso es imprescindible en pozos desviados u horizontales.



El lubricante *M-R LUBE – 2012⁺* se basa en una tecnología ambientalmente segura que ha comprobado ser efectiva en lubricar consumibles de fondo. Este producto ha generado aumentos en la vida útil de la barrena y aumentos en la penetración de más de un 25% durante operaciones de perforación. Debido a que el lubricante *M-R LUBE – 2012⁺* reduce el torque y arrastre, el operador puede utilizar el equipo de perforación a todo su potencial, traduciéndose en la disminución de empujes y tracciones, mientras que el control direccional es preciso.

Las pruebas realizadas en el laboratorio de SUDECAP respaldados por GRAYSON CHEMICAL en Houston confirman los efectos del lubricante *M-R LUBE – 2012⁺*.

Limitaciones

Ninguna

Toxicidad y Manejo

Se tiene disponible la información del ensayo biológico, previa solicitud.

Manéjelo como un producto químico industrial, usando equipo de protección personal y siguiendo las precauciones descritas en la Hoja de Datos de Seguridad de los Materiales (MSDS).

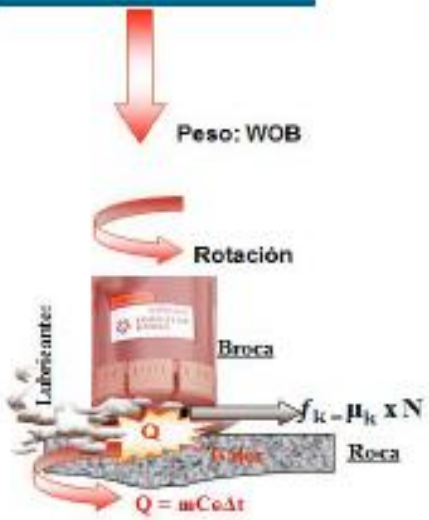
Empaque y Almacenamiento

El lubricante *M-R LUBE – 2012⁺* viene en recipientes de 5 gal (18.9 L) y en tambores de 55 gal (208.2 L). Almacénese en un lugar bien ventilado y lejos de fuentes de calor o ignición.

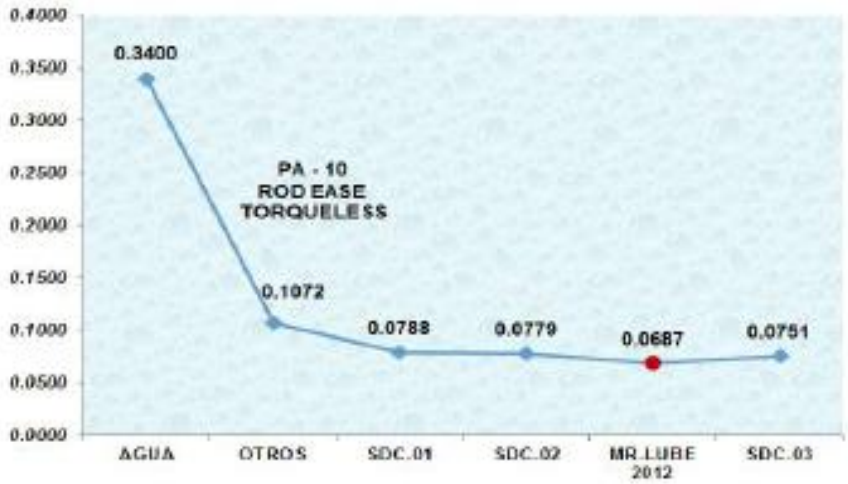
www.sudecap.com / info@sudecap.com
Telefonos: (57+1) 311 303 3 / (57) 317 331 84 58
Cra. 57 B No 70C-05 Bogotá-Colombia

Boletín Técnico

SUDECAP



COEFICIENTE DE FRICCION: $\mu_k = f_k/N$



www.sudecap.com / info@sudecap.com
Telefonos: (57+1) 311 3033 / (57) 317 331 84 58
Cra. 57 B No 70C-05 Bogotá-Colombia

Boletín Técnico

SUDECAP

POLYMERC - PAC R

La celulosa Polianiónica POLYMERC – PAC R⁺ es un polímero soluble en agua y de alta calidad diseñado para controlar el filtrado y aumentar la viscosidad en los lodos base agua.

Propiedades Físicas Típicas

Apariencia física.....Polvo color blanco

Gravedad específica.....1.5-1.6

pH (Solución al 1%).....6.5-8.0

Aplicaciones

El aditivo *POLYMERC – PAC R* controla el filtrado en lodos de agua dulce, agua de mar, KCl y salados. El polímero forma un revoque (enjarre) delgado, elástico y de baja permeabilidad que minimiza el potencial de pega de tubería por presión diferencial y la invasión de filtrado y sólidos del lodo hacia las formaciones permeables.

El aditivo de control de filtrado *POLYMERC – PAC R* resiste el ataque bacteriológico, eliminando la necesidad de biosidas o preservativos. Es efectivo a bajas concentraciones, la concentración normal para tratamiento del filtrado está en un rango de 0.25 a 1 lb/bbl (de 0.71 a 2.85 kg/m³). El polímero *POLYMERC – PAC R* también desarrolla viscosidad a un grado que depende de la concentración de los sólidos, la salinidad y composición química del agua de preparación.

El polímero Aniónico *POLYMERC – PAC R* se adhiere y encapsula las lutitas y recortes de perforación expuestos. Este "envolvente" de polímeros protectores inhibe la dispersión de recortes de lutita y restringe las interacciones del fluido con las lutitas expuestas.

Ventajas

- Efectivo en bajas concentraciones para controlar el filtrado y mejorar la viscosidad
- Encapsula las partículas de lutita para inhibir su hinchamiento y dispersión
- Resiste al ataque bacteriológico, no requiere ningún biosida o preservativo
- Funciona en una amplia gama de salinidades, durezas y niveles de pH
- Tiene aplicación en todos los lodos base agua, desde sistemas poliméricos no dispersos con bajo contenido de sólidos, hasta sistemas dispersos de alta densidad
- Compatible con todos los aditivos comunes de tratamiento de lodo
- Excelente aceptación en materia ambiental

www.sudecap.com / info@sudecap.com
Telefonos: (57+1) 311 3033 / (57) 317 331 84 58
Cra. 57 B No 70C-05 Bogotá-Colombia

Boletín Técnico

SUDECAP

Limitaciones

- Su estabilidad térmica de circulación es de aproximadamente 300°F (149°C)
- Efectivo en sistemas con una dureza total de <1000 mg/L(como el calcio), pero puede precipitarse ante la presencia combinada de una alta dureza y un elevado pH

Toxicidad y Manejo

Se tiene disponible la información del ensayo biológico, previa solicitud.

Manéjelo como un producto químico industrial, usando equipo de protección personal y siguiendo las precauciones descritas en la Hoja de Datos de Seguridad de los Materiales (MSDS).

Empaque y Almacenamiento

El polímero Aniónico *POLYMERC – PAC R* viene empacado en sacos impermeables de capas múltiples y para uso rudo de 50 lb (22.7 kg) y en canecas de 33lb (15 kg).

Almacénelo en lugar seco y bien ventilado, lejos de sustancias incompatibles o de fuentes de calor o de ignición.

SOLO BENTONITA M-R GEL

- Revoque ligeramente grueso, esponjoso, débil, permeable.
- Mínima estabilidad del pozo

M-R GEL 1/2 DOSIS Y POLYMERC PAC R

- Revoque delgado, compresible, resistente, impermeable
- Mejor estabilidad del pozo.

www.sudecap.com / info@sudecap.com
Telefonos: (57+1) 311 3033 / (57) 317 331 84 58
Cra. 57 B No70C-05 Bogotá-Colombia

Boletín Técnico

SUDECAP

POLYMERC – PLUS RD

El Copolímero acrílico (PHPA) POLYMERC – PLUS RD, es un producto fácilmente dispersable y diseñado para proporcionar encapsulación y estabilización de la lutita. Está formulado para mezclarse fácilmente con una mejor dispersión para eliminar los "ojos de pescado." Esto resulta benéfico al estar mezclando rápidamente grandes cantidades o altas concentraciones de polímero donde no se tiene disponible un buen equipo de mezclado. El Copolímero acrílico POLYMERC – PLUS RD actúa como viscosificador, reductor de fricción y floculante. Reduce la filtración liquida de la fase acuosa del lodo.

El Copolímero acrílico POLYMERC – PLUS RD es de un peso molecular alto especialmente tratado. Puede utilizarse en sistemas que van de lodos con bajo contenido de sólidos a lodos densificados, utilizando aguas de preparación que va de agua dulce a agua salada.

Propiedades Físicas Típicas

Apariencia física.....Polvo granular color blanco
Olor.....Sin olor característico
Gravedad específica.....1.25–1.40
Ph(solución)al1%).....7.7
Densidad aparente.....40–46 lb/pie^2 (641–737 kg/m^3)
Naturalezadelacarga.....Aniónica
Actividad.....> 90%

Aplicaciones

Sistemas de lodo de Copolímero acrílico *POLYMERC – PLUS RD*. El aditivo ***POLYMERC – PLUS RD*** proporciona una excelente encapsulación de recortes y mejora la estabilidad del pozo. Las concentraciones típicas del Copolímero acrílico ***POLYMERC – PLUS RD*** oscilan entre 0.25 y 1 lb/bbl (de 0.71 a 2.85 kg/m^3). También es efectivo en lodos tratados con sal, tales como fluidos mejorados con KCl o NaCl, aunque podrían requerirse concentraciones ligeramente mayores de Copolímero acrílico *POLYMERC – PLUS RD*.

Fluidos de agua clara. El Copolímero acrílico *POLYMERC – PLUS RD* puede utilizarse en fluidos de perforación libres de sólidos y de agua clara. Este producto mejora la remoción de sólidos al flocular los sólidos indeseados y aumentar la viscosidad. El polímero también proporciona

www.sudecap.com / info@sudecap.com
Telefonos: (57+1) 311 303 3 / (57) 317 331 84 58
Cra. 57 B No 70C - 05 Bogotá-Colombia

encapsulación de recortes y mejora la estabilidad del pozo. El Copolímero acrílico *POLYMERC – PLUS RD* se utiliza con frecuencia en aplicaciones de extracción continua de núcleos en agujeros reducidos.

Propiedades Típicas del Polímero *POLYMERC – PLUS RD* en Agua Dulce			
Concentración (lb/bbl [kg/m^3])	VP (cP)	PC (lb/100 pie^2)	Viscosímetro de Marsh (seg/ct)
0.125 (0.4)	2	1	28
0.25 (0.7)	3	2	31
0.50 (1.4)	4	4	34
0.75 (2.1)	6	8	46
1.00 (2.9)	9	11	60
1.50 (4.3)	15	17	110

Lodos no dispersos, bajos en contenido de sólidos (LSND). El Copolímero acrílico ***POLYMERC – PLUS RD*** resulta ser muy apto para los sistemas LSND. En lodos de bentonita reducida, el aditivo ***POLYMERC – PLUS RD*** extiende la bentonita para aumentar la viscosidad, flocula los sólidos de perforación para una remoción más eficiente, encapsula los recortes y mejora la estabilidad del pozo.

Barridos de *POLYMERC – PLUS RD*. Los barridos viscosos de Copolímero acrílico *POLYMERC – PLUS RD* son efectivos para la limpieza periódica del agujero. Circular un barrido de Copolímero acrílico *POLYMERC – PLUS RD* a través del pozo ayuda a quitar los recortes acumulados y mantener un agujero limpio.

Método de Incorporación

El Copolímero acrílico *POLYMERC – PLUS RD* puede mezclarse directamente en el sistema de lodo activo. También puede mezclarse previamente a mayores concentraciones en un tanque separado o barril químico, para posteriormente mezclarse en el sistema activo. Los barridos pueden prepararse mezclando el Copolímero acrílico *POLYMERC – PLUS RD* directamente en el sistema activo en el tanque de succión o mezclándolo previamente a una mayor concentración en un tanque separado permitiendo que el polímero rinda por completo antes de ser bombeado.

Ventajas

- Fácilmente dispersable y no forma "ojos de pescado"
- Excelente encapsulador de recortes que limita la dispersión de los mismos
- Brinda una mejor estabilización de la lutita

www.sudecap.com / info@sudecap.com
Telefonos: (57+1) 311 303 3 / (57) 317 331 84 58
Cra. 57 B No 70C-05 Bogotá-Colombia

- Material en polvo que posee un toxicidad significativamente más baja que los polímeros líquidos de emulsión inversa
- Producto altamente concentrado (actividad de >90%) que reduce los costos de transporte y requerimientos de espacio de almacenamiento
- Ayuda a evitar el embobamiento de la barrena, los estabilizadores y el conjunto de fondo al recubrir y lubricar los sólidos
- Mejora la remoción de sólidos de perforación
- Puede utilizarse para viscosificar fluidos de perforación con bajo contenido de sólidos y agua clara

Limitaciones

- Puede presentarse una floculación severa durante el tratamiento inicial del Copolímero acrílico *POLYMERC – PLUS RD* en un sistema de lodo no disperso. La floculación genera alta viscosidad hasta que todos los sólidos están recubiertos. Los sistemas de lodo de Copolímero acrílico *POLYMERC – PLUS RD* utilizan bajas concentraciones (<15 lb/bbl [<43 kg/m^3]) de arcillas tipo Bentonitas (Montmorillonita Sódica)* para reducir esta interacción. Las incorporaciones continuas del polímero *POLYMERC – PLUS RD* traen como resultado un sistema estable con la reología deseada.
- Sensible al calcio - comienza a precipitarse cuando la concentración de calcio sobrepasa 300 mg/L.
- Sensible al pH con un rango óptimo de pH de 8.5-10.5. A niveles por encima de ese rango, la hidrólisis puede convertir la acrilamida en acrilato y liberar amoníaco (NH_3).
- Térmicamente estable hasta aproximadamente 350°F (177°C), aunque el Copolímero puede comenzar a hidrolizarse convirtiéndose en poli-acrilato cuando se somete a temperaturas prolongadas por encima de 275°F (135°C) y liberar amoníaco (NH_3).
- Sujeto a la degradación de su viscosidad causada por el esfuerzo de corte y puede perder su capacidad de viscosificar. La encapsulación de recortes y estabilización de la lutita no se ven afectados.

Contaminación

El Copolímero acrílico *POLYMERC – PLUS RD* reacciona con cationes multivalentes tales como el calcio. En concentraciones mayores a 300 mg/L, el calcio hace que el polímero se precipite. Utilice carbonato de sodio para remover las concentraciones de calcio mayores a 300 mg/L.

Trate la contaminación por cemento para mantener el calcio y el pH en los niveles más bajos

Boletín Técnico

SUDECAP

posibles. Utilice bicarbonato de sodio junto con un producto reductor del pH tal como lignito o ácido cítrico para tratar la contaminación por cemento.

Toxicidad y Manejo

Se tiene disponible la información del ensayo biológico, previa solicitud.

No se necesitan requerimientos especiales para su manejo y almacenamiento. Se recomienda utilizar una careta guardapolvo y gafas protectoras si se mezcla en un área cerrada.

Empaque y Almacenamiento

El Copolímero acrílico *POLYMERC – PLUS RD* viene recipientes de 5 gal (33 lbs).

Almacénelo en un lugar seco, lejos de fuentes de calor o ignición y minimice la presencia de polvo.

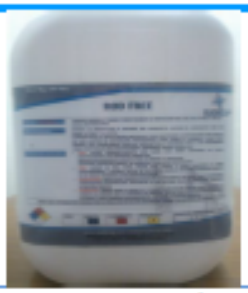
En Agua **En Agua con polímero PHPA**

www.sudecap.com / info@sudecap.com
Telefonos: (57+1) 311 303 3 / (57) 317 331 84 58
Cra 57 B No 70C-05 Bogotá-Colombia

Boletín Técnico

SUDECAP

ROD FREE



*El aditivo **ROD-FREE®** es un agente tensioactivo-defloculante altamente eficiente, térmicamente estable, y diligente que retira las arcillas bentonáticas de la sarta (columna) de perforación. Es ambientalmente aceptable y no contiene metales pesados. Debido a que se disuelve rápidamente el aditivo **ROD-FREE®** afecta inmediatamente la reología de la mayoría de los fluidos de perforación.*

Propiedades Físicas Típicas

Apariencia física. .....Líquido amarillo claro
Gravedad Específica.....1.3
pH al suministrarse.....7.0 – 7.5

Aplicaciones

El aditivo ROD-FREE® se utiliza principalmente para evitar la floculación de las arcillas que se incorporan al fluido de perforación, así como evitar el embolamiento de la barrena y anillos o puentes de arcilla. También puede usarse para reducir la viscosidad y esfuerzos de gel de la mayoría de los fluidos de perforación de agua dulce.

Ventajas

- El aditivo ROD-FREE® es un excelente dispersante de arcillas que penetra rápidamente aquellas arcillas pegajosas que pueden causar que las herramientas se peguen.
- Funciona rápidamente para remediar problemas de agujero y reducir las costosas extracciones o pérdida de tubería.
- Tiene una excelente compatibilidad con los lubricantes de origen vegetal (M-R LUBE 2012), que se puede preparar en mezcla desde pequeñas cantidades (píldoras), para ser inyectadas y asea con la bomba de lodo o directamente por la tubería.

Limitaciones

- Su efectividad se ve reducida en fluidos que contienen más de 1000 ppm de Calcio y 10,000 ppm de Cloruro.
- Dado que el aditivo ROD-FREE® puede reducir la reología del lodo, se debe tener cuidado al adicionarlo al sistema de lodo activo.

www.sudecap.com / info@sudecap.com
Telefonos: (57+1) 311 3033 / (57) 317 331 84 58
Cra. 57 B No70C-05 Bogotá-Colombia

Boletín Técnico

SUDECAP

CARBONATO MALLA 400

FICHA TÉCNICA
CARACTERISTICAS GENERALES
Carbonato Malla 400 es un Carbonato de Calcio natural obtenido a partir de una caliza de alta pureza la cual es procesadopor via seca y clasificada con un tamaño de particula extrafino, no higroscópico, inodoro, insipido y libre de particulas extrañas. Es un producto que posee unas excelentes propiedades fisico – quimicas dándole una gran variedad de aplicaciones en diferentes procesos quimicos e industriales.
APLICACIONES
• Industria de pinturas, masillas y recubrimientos. • Como rellenos en la fabricación de polimeros y PVC. • Industria de jabones y detergentes y productos abrasivos. • Como carga en la fabricación de caucho y en la fabricación de tapetes y alfombras.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS			
PROPIEDADES FÍSICAS		GRANULOMETRIA	
Densidad Aparente	1,3 – 1,6	Diámetro al 90 %	29,84 µm
% de Humedad	Máx. 0,5 %	Diámetro al 50 % (promedio)	11,65 µm
Color	Blanc	Diámetro al 10 %	1,23
Textura	Polvo fino	Retenido Tamiz malla 400 (38 µm)	Máx. 1,0 %
pH	8,5 – 10,0		
% Calcio como $CaCO_3$	Min. 94,0 %	% Hierro como Fe_2O_3	Máx. 0,5 %
% Magnesio como	Máx. 3,0 %	% Silicio como SiO_2	Máx. 1,5 %
% Insolubles en HCl	Máx. 3,0 %	Pérdidas por calcinación	Min. 42,0 %
RECOMENDACIONES			

La presente información se proporciona solamente para efectos informativos y SUDECAP S.A.S. no garantiza ni protege, ya sea expresa o implícitamente, la exactitud y uso de estos datos. Todas las garantías y protecciones de los productos están regidas por las Condiciones Estándares de Venta. Ninguna parte del presente documento constituye ninguna asesoría jurídica ni sustituye a ninguna asesoría jurídica competente.

www.sudecap.com / info@sudecap.com
Teléfonos: (57+1) 226 09 64 / (57) 317 331 84 58
Calle 70 C No 54 - 35 Bogotá-Colombia

Boletín Técnico

SUDECAP

Durabilidad del producto	Seis (6) meses en su empaque original sellado y protegido de la humedad
Presentación	Sacos de polipropileno por 25 Kg.
Almacenamiento	Debe guardarse en recintos cerrados bajo techo para protegerlos de la humedad del ambiente y del piso para lo cual debe almacenarse sobre estibas en su empaque original bien cerrado.
ASISTENCIA TÉCNICA	
SUDECAP S-A-S Trabaja día a día con sus clientes brindando asesoría técnica para un mejoramiento continuo de sus productos.	