

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA A NIVEL DE LABORATORIO DE LA
VIABILIDAD DEL USO DE NUEVOS INHIBIDORES DE ARCILLAS TIPO AMINA
Y SILICATO DE POTASIO EN LA FORMULACIÓN DEL FLUIDO DE
PERFORACIÓN BASE AGUA PARA EL CAMPO SAN ROQUE**

**DAVID FERNANDO GRIMALDO SIERRA
LUISA FERNANDA PORRAS MENDOZA**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2016**

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA A NIVEL DE LABORATORIO DE LA
VIABILIDAD DEL USO DE NUEVOS INHIBIDORES DE ARCILLAS TIPO AMINA
Y SILICATO DE POTASIO EN LA FORMULACIÓN DEL FLUIDO DE
PERFORACIÓN BASE AGUA PARA EL CAMPO SAN ROQUE**

**DAVID FERNANDO GRIMALDO SIERRA
LUISA FERNANDA PORRAS MENDOZA**

**Proyecto integral de Grado para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Asesor
VLADIMIR ARIZA
Ingeniero Químico**

**Director
JULIO BAUTISTA
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2016**

Nota de aceptación:

Presidente del Jurado
Walter Tobón

Jurado 1
Rafael Siado

Jurado 2
Juan Carlos Castro

Bogotá D.C., 5 de Mayo de 2016

DIRECTIVAS UNIVERSIDAD AMÉRICA

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano General Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa Ingeniería de Petróleos (E)

Dr. ÉDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos especialmente a:

A la empresa HALLIBURTON por abrirnos las puertas y facilitarnos todas las herramientas y el apoyo necesario para el desarrollo de este proyecto.

Ingeniero Vladimir Ariza por el apoyo, dedicación y ayuda que nos proporcionó para poder culminar este proyecto.

A los ingenieros Carlos Gómez, Juan Carlos Garzón y Julio Bautista por su valiosa colaboración y enseñanzas para el desarrollo de este proyecto.

Ingeniero Nicolás Salamanca, Nubia Ramírez, Javier Bautista por toda la ayuda y guía en la realización de la parte experimental del proyecto.

Al orientador Ing. Walter De Jesús Tobón por la asesoría en los aspectos técnicos del estudio.

A los orientadores Pedro Pablo Moreno y María Eugenia Chamorro por brindarnos su colaboración en los aspectos financieros y geológicos del proyecto.

A la Universidad de América por proporcionarnos la formación académica necesaria para culminar la carrera de Ingeniería de Petróleos.

A todas las personas que de alguna u otra manera nos acompañaron y apoyaron durante el desarrollo de este proyecto.

DEDICATORIA

*Dedico este proyecto a Dios por haberme permitido finalizar esta etapa de mi vida
cumpliendo satisfactoriamente el objetivo trazado
A mis papás y mi hermana, quienes me han apoyado incansablemente en todo
momento, brindándome infinitas oportunidades para cumplir cada una de las
metas propuestas*

*A mi compañera de tesis y a todas aquellas personas que de una u otra manera
brindaron un apoyo invaluable para seguir adelante en momentos de dificultad.*

David Fernando Grimaldo Sierra

DEDICATORIA

A mi mamá Carmenza Mendoza y a mi hermana Valentina quienes me han ofrecido el amor y la calidez de una familia, me han apoyado toda mi vida y han motivado mis sueños. Gracias a su presencia y enseñanzas han ayudado a construir y forjar la persona que ahora soy.

A mi compañero de tesis David y mi amiga Camila porque gracias a su ayuda y colaboración hicieron posible la realización de este proyecto.

Luisa Fernanda Porras Mendoza

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	34
OBJETIVOS	35
1. GENERALIDADES DEL CAMPO SAN ROQUE	36
1.1 RESEÑA HISTORICA	36
1.2 LOCALIZACIÓN	37
1.3 MARCO GEOLÓGICO	40
1.3.1 Columna estratigráfica	40
1.3.2 Estratigrafía	40
1.3.2.1 Grupo Girón	40
1.3.2.2 Formación Tambor	40
1.3.2.3 Formación Los Santos	40
1.3.2.4 Formación Rosablanca	42
1.3.2.5 Formación Paja	42
1.3.2.6 Formación Tablazo	42
1.3.2.7 Formación Simití	42
1.3.2.8 Formación La Luna	43
1.3.2.9 Formación Umir	43
1.3.2.10 Formación Lisama	43
1.3.2.11 Formación La Paz	43
1.3.2.12 Formación Esmeraldas	44
1.3.2.13 Formación Mugrosa	44
1.3.2.14 Formación Colorado	44
1.3.2.15 Formación Real (Mioceno Medio – Mioceno Superior)	44
1.3.2.16 Formación La Mesa	44
1.3.3 Geología estructural	45
1.3.4 Geología del petróleo	45
1.3.4.1 Roca Generadora	45
1.3.4.2 Migración	45
1.3.4.3 Roca Reservorio	45
1.3.4.4 Roca Sello	46
1.3.4.5 Trampas	46
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SAN ROQUE	46
1.4.1 Método de Producción	46
1.4.2 Tiempo de Producción	46
1.4.3 Número de pozos	46
1.4.4 Producción acumulada	47

2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y LOS FLUIDOS UTILIZADOS ACTUALMENTE PARA EL CAMPO SAN ROQUE	48
2.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN	48
2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	48
2.2.1 Fluidos base agua	49
2.2.1.1 Contaminantes de los fluidos de perforación base agua	51
2.2.2 Fluidos base aceite	53
2.2.3 Fluidos neumáticos	54
2.3 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	54
2.3.1 Remoción de los cortes del pozo	54
2.3.2 Controlar las presiones de las formaciones perforadas	55
2.3.3 Suspensión y descarga de cortes	55
2.3.4 Mantener la estabilidad del pozo	56
2.3.5 Minimiza los daños a la formación	57
2.3.6 Enfriamiento y lubricación de la barrena	58
2.3.7 Evaluación adecuada de la formación	58
2.3.8 Control de la corrosión	59
2.3.9 Facilitar la cementación y completación	59
2.3.10 Soportar parte del peso de la sarta de perforación o del revestimiento	59
2.3.11 Transmitir potencia hidráulica a la barrena	60
2.4 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	61
2.4.1 Propiedades Físicas	61
2.4.1.1 Densidad o peso	61
2.4.1.2 Reología	61
2.4.1.3 Filtrado API y HPHT	64
2.4.1.4 Contenido de sólidos	64
2.4.2 Propiedades químicas	64
2.4.2.1 Dureza	64
2.4.2.2 Cloruros	64
2.4.2.3 pH y alcalinidad	64
2.4.2.4 Prueba de azul de metileno (MBT)	65
2.5 DESCRIPCIÓN DEL FLUIDO UTILIZADO ACTUALMENTE EN EL CAMPO SAN ROQUE	65
2.5.1 Formulación del fluido de perforación actual	65
2.5.2 Componentes del fluido actual	66
2.5.2.1 Agente controlador de filtrado de baja viscosidad	66
2.5.2.2 Agente controlador de filtrado A	67
2.5.2.3 Goma Xanthan	67
2.5.2.4 Inhibidor estabilizador de shale	68
2.5.2.5 Inhibidor base Amina	68
2.5.2.6 Carbonato de calcio	69
2.5.2.7 Soda cáustica	69
2.5.2.8 Glutaraldehido	70
2.5.2.9 Lubricante	70
2.5.2.10 Material antiacreción	71

3. MINERALOGÍA DE LAS ARCILLAS Y DETERMINACIÓN DE LAS FORMACIONES MÁS REACTIVAS SEGÚN LOS CORTES DE PERFORACIÓN	72
3.1 Mineralogía de las arcillas	72
3.1.1 Tipo 1:1	73
3.1.2 Tipo 2:1	74
3.1.3 Tipo 2:1:1	74
3.2 Ciclo geológico de las arcillas	75
3.2.1 Primera etapa	75
3.2.2 Segunda etapa	75
3.2.3 Tercera etapa	76
3.2.4 Cuarta etapa	76
3.2.5 Quinta etapa	76
3.3 Clasificación de las arcillas	76
3.3.1 Arcillas en forma de aguja no hinchables	76
3.3.2 Arcillas laminares no hinchables	77
3.3.3 Arcillas laminares muy hinchables	78
3.4 Propiedades de las arcillas	80
3.4.1 Capacidad de intercambio catiónico (CEC)	80
3.4.2 Superficie específica	81
3.4.3 Capacidad de adsorción	82
3.4.4 Tipos de Asociación de las partículas de arcilla	82
3.4.4.1 Agregación	83
3.4.4.2 Floculación	83
3.4.4.3 Dispersión	84
3.4.4.4 Desfloculación	84
3.4.5 Hidratación	85
3.4.6 Hinchamiento lineal	86
3.4.7 Plasticidad	88
3.5 ADITIVOS DE ESTABILIZACIÓN DE LUTITAS	89
3.5.1 Cloruro de potasio	89
3.5.2 Cloruro de sodio	89
3.5.3 Cloruros y bromuros de calcio, magnesio y zinc	89
3.5.4 Sales de acetato y formiato	90
3.5.5 Polímeros funcionalmente catiónicos	90
3.5.6 Polímeros funcionalmente aniónicos	90
3.5.7 Azúcares y derivados del azúcar	91
3.5.8 Silicatos	91
3.6 MECANISMOS DE CARACTERIZACIÓN DE MINERALES	91
3.6.1 Recolección de muestras y preparación	92
3.6.2 Difracción de rayos X (DRX)	94
3.6.2.1 Descripción del equipo utilizado	95
3.6.2.2 Descripción de la prueba	96
3.6.2.3 Análisis de resultados	98
3.6.3 Tiempo de succión Capilar	104

3.6.3.1 Procedimiento de la prueba	104
3.6.3.2 Análisis de resultados	105
3.6.4 Capacidad de intercambio catiónico	107
3.6.4.1 Descripción de la prueba	107
3.6.4.2 Procedimiento de la prueba	107
3.6.4.3 Análisis de resultados	109
3.6.5 Determinación de las dos formaciones más reactivas	110

4. MATRIZ DE EXPERIMENTOS Y DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO NECESARIAS PARA EL DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA PARA EL CAMPO SAN ROQUE.	113
4.1 Identificación de variables	113
4.2 Diseño de experimentos	113
4.2.1 Planeación del experimento	113
4.2.1.1 Entender y delimitar el problema u objeto de estudio	113
4.2.1.2 Elegir la variable de respuesta que será medida en cada punto del diseño y verificar que se mide de manera confiable	114
4.2.1.3 Determinar cuáles factores deben estudiarse o investigarse, de acuerdo a la supuesta influencia que tienen sobre la respuesta	114
4.2.1.4 Planear y organizar el trabajo experimental	114
4.2.1.5 Realizar el experimento	114
4.2.2 Análisis	115
4.2.3 Interpretación	115
4.2.4 Conclusión	115
4.3 Cuantificación de Pruebas de Laboratorio	115
4.4 Matriz de Pruebas de laboratorio	117
4.5 Descripción de las pruebas de laboratorio a realizar	120
4.5.1 Densidad del lodo	120
4.5.2 pH	121
4.5.3 Reología	122
4.5.4 Filtrado API	123
4.5.5 Pruebas químicas	124
4.5.5.1 Alcalinidad	124
4.5.5.2 Contenido de Cloruros	125
4.5.5.3 Contenido de Calcio	127
4.5.6 Filtrado HPHT	127
4.5.7 Lubricidad	128
4.5.8 Tiempo de Succión Capilar (CST)	129
4.5.9 Hinchamiento Lineal (LSM)	130
4.5.10 Dispersión	131
4.5.11 Acreción	132
4.5.12 Taponamiento por partícula (PPT)	133
4.5.13 FANN 77	135

5. PRUEBAS DE LABORATORIO Y DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	137
5.1 FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	137
5.1.1 Formulación del fluido de perforación actual	137
5.1.1.1 Propiedades del fluido actual	138
5.1.2 Formulaciones propuestas	138
5.1.2.1 Propiedades de los fluidos propuestos	139
5.2 PRUEBAS DE LABORATORIO PARA DETERMINAR LA ESTABILIDAD DE LAS LUTITAS	141
5.2.1 Recolección de las muestras y preparación	141
5.2.2 Tiempo de Succión Capilar (CST)	141
5.2.3 Hinchamiento Lineal	143
5.2.4 Acreción	145
5.2.5 Dispersión	146
5.2.6 Filtrado HPHT	147
5.2.7 Lubricidad	148
5.3 EVALUACIÓN DE LOS FLUIDOS PROPUESTOS	148
5.3.1 Taponamiento por partícula (PPT)	150
5.3.2 Fann 77	153
5.4 SELECCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN Y COMPARACIÓN CON EL FLUIDO ACTUAL	158
5.4.1 Selección del fluido de perforación	158
5.4.2 Comparación del fluido actual con el desarrollado	158
6. ANÁLISIS FINANCIERO	162
6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	164
6.1.1 Costo de un fluido de perforación	165
6.1.2 Escenario 1	166
6.1.3 Escenario 2	167
6.2 EVALUACIÓN FINANCIERA	168
6.2.1 Valor Presente Neto (VPN)	168
6.2.1.1 Flujo de caja escenario 1	169
6.2.1.2 Flujo de caja escenario 2	170
6.3 CONCLUSIÓN EVALUACIÓN FINANCIERA	171
7. CONCLUSIONES	172
8. RECOMENDACIONES	174
BIBLIOGRAFÍA	175
ANEXOS	180

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Resumen pozos del Campo San Roque	37
Tabla 2. Formulaci3n Fluido Actual	66
Tabla 3. Resultados cuantitativos de las muestras del pozo A del Campo San Roque	99
Tabla 4. Resultados cuantitativos y cualitativos CST	106
Tabla 5. Reactividad de las formaciones presentes en el Campo San Roque	107
Tabla 6. Resultados cuantitativos para cada muestra recolectada	109
Tabla 7. Clasificaci3n de los minerales arcillosos	110
Tabla 8. Tipo de material arcilloso en cada formaci3n evaluada	110
Tabla 9. N3mero de pruebas a realizar	116
Tabla 10. Matriz de pruebas de laboratorio	118
Tabla 11. Componentes del fluido de perforaci3n actual	137
Tabla 12. Propiedades del fluido de perforaci3n actual del Campo San Roque	138
Tabla 13. Formulaciones de los fluidos propuestos	139
Tabla 14. Características b3sicas de los lodos propuestos	140
Tabla 15. Resultados de Tiempo de Succi3n Capilar	142
Tabla 16. Hinchamiento Lineal de los fluidos propuestos	144
Tabla 17. Resultados de la prueba de acreci3n	145
Tabla 18. Resultados de dispersi3n	146
Tabla 19. Filtrado HPHT	147
Tabla 20. Coeficientes de lubricidad	148
Tabla 21. Resumen resultados pruebas de laboratorio	149
Tabla 22. Material de puenteo para los fluidos	150
Tabla 23. Resultados PPT	151
Tabla 24. Resultados PPT	151
Tabla 25. Reformulaci3n de los fluidos 2 y 4	152
Tabla 26. Resultados PPT	153
Tabla 27. Resultados PPT	153
Tabla 28. Resultados Fann 77 y Fann 35 del fluido 2	154
Tabla 29. Resultados Fann 77 y Fann 35 del fluido 4	156
Tabla 30. Resultados Fann 77 y Fann 35 del fluido actual.	157
Tabla 31. Formulaci3n del fluido actual y el desarrollado.	159
Tabla 32. Propiedades del fluido actual y el desarrollado.	160
Tabla 33. Pruebas especiales del Fluido 2 y fluido actual	161
Tabla 34. Costo de los aditivos.	164
Tabla 35. Volumen de fluido para la zona de inter3s.	165
Tabla 36. Campa1a de perforaci3n para el Campo San Roque.	165
Tabla 37. Costos de un barril del fluido de perforaci3n actual.	166
Tabla 38. Costo total del fluido actual.	167
Tabla 39. Costos de un barril del fluido de perforaci3n desarrollado.	167
Tabla 40. Costo total del fluido desarrollado.	168

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización del Campo San Roque.	39
Figura 2. Columna estratigráfica Cuenca Valle Medio del Magdalena	41
Figura 3. Clasificación de los fluidos de perforación	49
Figura 4. Clasificación de los fluidos de perforación base agua	50
Figura 5. Sílice tetraédrico	72
Figura 6. Aluminio Octaédrico	73
Figura 7. Estructura de minerales arcillosos tipo 1:1	74
Figura 8. Estructura de minerales arcillosos tipo 2:1	74
Figura 9. Estructura de minerales arcillosos tipo 2:2	75
Figura 10. Arcilla en forma de aguja, sepiolita	77
Figura 11. Arcillas laminares no hinchables	78
Figura 12. Arcillas laminares hinchables, montmorillonita	79
Figura 13. Propiedades de minerales arcillosos más comunes	80
Figura 14. CEC arcillas más comunes	81
Figura 15. Asociación de las partículas de arcilla	83
Figura 16. Hinchamiento de Arcillas	88
Figura 17. Almacenamiento de cortes de perforación	93
Figura 18. Horno de secado	93
Figura 19. Malla de laboratorio	94
Figura 20. Equipo de difracción de rayos X.	96
Figura 21. Balanza de lodo	121
Figura 22. pH-metro	122
Figura 23. Viscosímetro rotatorio	123
Figura 24. Filtro de prensa	124
Figura 25. Filtro de prensa alta temperatura y alta presión utilizado	128
Figura 26. Lubricity Tester	129
Figura 27. Equipo de CST	130
Figura 28. Lineal Swell Meter Model 2000	131
Figura 29. Celda de rolado con cortes y fluido de perforación	132
Figura 30. Tubos de acero con cortes de las celdas de rolado	133
Figura 31. Equipo de PPT	134
Figura 32. Discos de Aloxita hidratandose	135
Figura 33. Equipo de Fann 77	136
Figura 34. Estado mecánico pozo San Roque A	163
Figura 35. Flujo de efectivo para la campaña de perforación utilizando el fluido actual.	170
Figura 36. Flujo de efectivo para la campaña de perforación utilizando el fluido desarrollado por los investigadores.	170

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Balanza de lodo	181
Anexo B. Procedimiento uso del medidor de pH	182
Anexo C. Viscosímetro	183
Anexo D. Filtrado API	185
Anexo E. Filtrado HPHT	186
Anexo F. Coeficiente de lubricidad	188
Anexo G. Procedimiento CST	189
Anexo H. Hinchamiento lineal	190
Anexo I. Procedimiento PPT	191

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Viscosidad plástica	62
Ecuación 2. Punto cedente	63
Ecuación 3. Intensidad de un pico de Difracción de rayos X	97
Ecuación 4. Determinación CEC	108
Ecuación 5. Conversión de unidades para hallar gravedad específica	120
Ecuación 6. Calculo de Cloruros	126
Ecuación 7. Calculo de Calcios	127
Ecuación 8. Calculo de volumen hueco abierto.	165
Ecuación 9. Valor Presente (VPN).	168
Ecuación 10. Interés semestral	169

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción de petróleo del Campo San Roque desde el 2004–2015	47
Gráfica 2. Componentes Formación Real	101
Gráfica 3. Composición Discordancia Mioceno	102
Gráfica 4. Composición Discordancia Eoceno	102
Gráfica 5. Composición Formación Coal	103
Gráfica 6. Composición Formación Lisama	103
Gráfica 7. Capacidad de Intercambio Catiónico según las formaciones del Campo San Roque	104
Gráfica 8. CST vs MBT	111
Gráfica 9. CST vs MBT vs DRX	112
Gráfica 10. Resultados de CST formaciones Real y Lisama.	142
Gráfica 11. Resultados hichamiento lineal de la formación Real.	143
Gráfica 12. Resultados hichamiento lineal de la formación Lisama.	144
Gráfica 13. Reología Fann 77 y Fann 35 del fluido 2.	155
Gráfica 14. Reología Fann 77 y Fann 35 del fluido 4.	156
Gráfica 15. Reología Fann 77 y Fann 35 del fluido actual.	157

ABREVIATURAS

”	Pulgadas (Medida longitudinal).
η	Rendimiento esperado. (Método de superficie de respuesta).
Å	Angstroms (Unidad de distancia molecular).
%	Porcentaje.
%v/v	Porcentaje volumen – volumen.
°API	Grados API.
°C:	Grados Celsius (Medida de temperatura).
°F	Grados Fahrenheit (Medida de Temperatura).
API	Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute).
BHA	Bottom Hole Assembly.
Bls	Barriles.
CEC	Capacidad de intercambio catiónico.
Cp	centiPoise (Medida de viscosidad).
CST	Tiempo de Succión Capilar.
DTA	Análisis Térmico Diferencial.
DRX	Difracción de rayos X.
gr	Gramo (unidad de masa).
HP	Alta presión.
HT	Alta temperatura.
km	Kilómetro (unidad de longitud).
L ₆₀₀	Lectura del viscosímetro a 600 rpm
L ₃₀₀	Lectura del viscosímetro a 300 rpm
lb/bbl	Libras sobre barril (también lpb) (unidad de medida de masa).
lb/gal	Libras sobre galón (unidad de medida de masa).
LWD	Registros en la perforación (Logging While Drilling).
m	Metros (unidad de longitud).
Mbls	Miles de barriles.
MBT	Prueba de Azul de Metileno.
mD	Unidad de medida de permeabilidad.
mEq	Miliequivalentes.
mm	Milímetro (unidad de longitud).
MSR	Método de Superficie de Respuesta
MWD	Mediciones durante la perforación (Measurements While Drilling).
P	Presión.
pH	Potencial de Ion Hidrogeno.
PPT	Prueba de Taponamiento por Partícula
Psi	Libra por pulgada cuadrada (Unidad de presión).
Psia	Libra por pulgada cuadrada (Unidad de presión absoluta).
Pulg	Pulgada (Unidad de longitud).
ROP	Tasa de perforación.
RPM	Revoluciones por minuto.

SG	Gravedad específica.
SRM	Microscopia Electrónica de Barrido.
T	Temperatura.
Tau 0	Resistencia de gel en tiempo cero (Fann 77).
TEM	Microscopia Electrónica de Transmisión.
TIO	Tasa de interés de oportunidad.
TVD	Profundidad Total Vertical (True Vertical Deep).
USD	Unidad monetaria Dólar Americano.
VP	Viscosidad plástica.
VPN	Valor Presente Neto.
YP	Yield Point (reología).

GLOSARIO

ABSORCIÓN: conversión de una forma de energía en otra, a medida que la energía pasa a través de un medio.

ACIDÉZ: propiedad química de un sistema acuoso que implica que hay más iones hidrógeno en el sistema, o el potencial de producir más iones hidrógeno que iones hidroxilo.

ACUÍFERO: zona subterránea de roca permeable saturada con agua bajo presión.

ADITIVO: material adicionado a un fluido de perforación para realizar una o más funciones específicas, tales como agente densificante, viscosificador o lubricante.

ADSORCIÓN: propiedad de algunos sólidos y líquidos de atraer a un líquido o aun gas hacia sus superficies.

AGENTE DENSIFICANTE: material sólido de alta gravedad específica y finamente dividido que se utiliza para aumentar la densidad de un fluido.

ALCALINIDAD: propiedad química de un sistema acuoso que implica que hay más iones hidroxilo en el sistema, o la capacidad de producir más iones hidroxilo que iones hidrogeno.

AMBIENTE CONTINENTAL: zona que se extiende desde el límite inferior de la playa hasta el borde superior del talud continental y unos 200m de profundidad como máximo.

AMBIENTE CONTINENTAL FLUVIAL: ambiente continental en el cual el agente dominante son las corrientes que erosionan, transportan y depositan sedimentos.

AMBIENTE DEPOSICIONAL: condiciones físicas a la cual se depositan los sedimentos, en este se tiene en cuenta la fuente de los sedimentos, los procesos de depositación, clima y localización.

AMBIENTE MARINO: medio comprendido por los océanos del planeta, cuyas cuencas son las receptoras finales de los materiales transportados por los agentes.

AMINAS: grupo de sustancias químicas orgánicas que son análogas del amoníaco, en las que uno, dos o tres átomos de hidrógeno del amoníaco son reemplazados por radicales orgánicos. Las aminas producidas a partir de ácidos grasos son emulsionantes y agentes mojanter del petróleo para los productos químicos de campos petrolíferos.

ANIÓNICO: relativo a iones cargados negativamente. Las superficies de arcilla, los grupos en cadenas de polímeros, los coloides y otros materiales tienen áreas distintas con carga negativas o iones.

ARCILLA: roca sedimentaria que está constituida por un agregado de silicatos hidroaluminicos que pueden contener otros minerales. Sus propiedades físico-químicas dependen de la estructura y tamaño de grano.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria con tamaño menor a 0,039mm. Posee una textura clástica compuesta principalmente por hidróxidos de hierro y aluminio.

ARENISCA: roca sedimentaria detrítica compuesta por silicatos de aluminio hidratados, caolinita, esmectita, clorita e illita. Contienen espacios intersticiales entre sus granos

BARRENA: herramienta para perforar pozos de aceite y/o gas. Todo lo que se encuentra en un equipo de perforación asiste directa o indirectamente a la barrena para la trituración o el corte de la roca. También llamado broca.

BASAMENTO: capa de la roca donde se deposita la secuencia sedimentaria de la cuenca como tal. Está conformado por rocas ígneas o metamórficas deformadas, las cuales rara vez desarrollan propiedades petrofísicas para comportarse como un yacimiento de hidrocarburos.

BENTONITA: material compuesto por minerales de arcilla, principalmente montmorillonita con cantidades escasas de otros materiales del grupo de las esmectitas, utilizado ampliamente como aditivo en lodos de perforación para el control de filtración y viscosidad.

BIOESTRATIGRAFÍA: cuerpos rocosos tangibles cuyos límites se definen mediante criterios paleontológicos. Se distinguen varias biozonas, conjuntos de rocas sedimentarias que se caracterizan por la presencia de fósiles no reelaborados de determinado taxón o taxones.

BUZAMIENTO: ángulo que forma la línea de máxima pendiente de una superficie de un estrato o falla con su proyección sobre el plano horizontal.

CABALGAMIENTO: tipo de falla inversa, en el que las rocas de posición estratigráfica inferior son empujadas hacia arriba, por encima de los estratos más recientes. Las fallas de cabalgamiento son el resultado de fuerzas de compresión.

CALCITA: mineral de carbonato de calcio, componente principal de la caliza y la creta, es uno de los minerales más abundantes de la naturaleza.

CALIZA: roca sedimentaria cuyo componente principal es el carbonato de calcio. Se origina en el mar o lagos. Se forma por acumulación de restos de organismos como corales y conchas de moluscos.

CALCÁREA: roca sedimentaria cuyos componentes esenciales son los carbonatos de calcio y magnesio.

CAMPANIANO: quinta y penúltima edad del cretácico superior.

CAMPO: área geográfica en la que un número de pozos de petróleo y gas producen de una misma reserva probada.

CAÑONEO: procedimiento en el cual se perforan las paredes de un pozo revestido y cementado, en un intervalo específico con el fin de poner a producir la zona de interés del yacimiento.

CAPA: unidad estratigráfica más pequeña; por lo general, posee un espesor de uno o más centímetros. Para que se considere capa, el estrato se debe poder distinguir de las capas adyacentes.

CARBONATO: clase de roca sedimentaria cuyos componentes minerales principales son la calcita y la aragonita. La caliza, la dolomía y la creta son rocas carbonatadas.

CASING: tubería de revestimiento de gran diámetro que se baja en un agujero descubierto y se cementa en el lugar. Constituye uno de los componentes estructurales más importantes del pozo y cumple con diferentes funciones.

CATIÓNICO: relativo a iones cargados positivamente, es decir, que el átomo neutro ha perdido uno o más electrones de su dotación original.

CEMENTACIÓN: proceso por el cual se bombea al pozo una mezcla de cemento que al fraguarse o endurecerse proporciona sustentación a la tubería de revestimiento dando hermeticidad contra la filtración de fluidos de formación.

CENOZOICO: era geológica que se inició hace unos 65 millones de años y se extiende hasta la actualidad. Se divide en dos partes conocidas como Era Terciaria y Cuaternaria.

CLORITA: un mineral de arcilla que se encuentra en las rocas sedimentarias y en las rocas metamórficas de bajo grado. Tapiza los poros de las areniscas.

COLOIDE: un material sólido dividido finamente que cuando se dispersa en un medio líquido esparce un haz de luz y no sedimenta por gravedad; tales partículas tienen normalmente menos de dos micrones de diámetro.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación utilizada en geología para describir la ubicación vertical de unidades de roca en un área específica.

CONCESIÓN: autorización extendida por el gobierno para permitir que una empresa explore en busca de petróleo y produzca petróleo, gas o recursos minerales dentro de un área geográfica estrictamente definida.

CONCORDANTE: rocas sedimentarias que muestran una continuidad en la sedimentación

CONGLOMERADO: roca sedimentaria clástica de grano grueso compuesto por fragmentos de rocas subangulares más grandes que 2mm. Comúnmente con una matriz de arena y material más fino.

CONIACIANO: tercera edad del Cretácico superior, segunda época del periodo Cretácico. Se extiende de 89 millones de años hasta 86 millones de años atrás.

CORROSIÓN: pérdida de metal debida a reacciones químicas o electroquímicas, la cual, podría destruir una estructura.

CRETÁCEO: es el periodo geológico más reciente de la Era Mesozoica, que tiene una duración de 80 millones de años. Infrayace a los estratos de Paleoceno y suprayace a los del Jurásico.

CRUDO: mezcla de hidrocarburos que existe en fase líquida en reservorios bajo tierra y que permanece a presión atmosférica después de ser recuperado del pozo. Se puede encontrar asociado con gas, sulfuros y metales.

CUARZO: mineral abundante formador de rocas, compuesto de silicio y oxígeno. Los granos de la arena cuarzosa son uno de los componentes principales de la arenisca y de otras sedimentarias clásticas.

CUENCA SEDIMENTARIA: una depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas, en la que se acumulan sedimentos. Pueden tener forma de cubeta o de fosa alargada. Bajo determinadas condiciones y por composición de la materia orgánica se pueden generar hidrocarburos.

DAÑO DE FORMACIÓN: alteración de las características originales de una formación productiva, generalmente como resultado de la exposición a los fluidos de perforación.

DEFLOCULACIÓN: reducción de la viscosidad de una suspensión mediante la adición de un diluyente, conocido también como defloculante.

DENSIDAD: relación entre la masa de un cuerpo y el volumen ocupado por este.

DIAGÉNESIS: proceso de formación de rocas sedimentarias como resultado de alteraciones físicas, químicas o biológicas de los sedimentos.

DISCORDANTE: superficie en donde se depositan o erosionan sedimentos. Representa un periodo de ausencia de depositación. En una discordancia los depósitos jóvenes yacen sobre los depósitos antiguos.

EOCENO: es un periodo geológico que está entre el Paleoceno y el Mioceno correspondiente a la Era Terciaria. La duración del periodo fue de 30 millones de años. En este tiempo se depositaron sedimentos litorales que contenían grandes cantidades de microorganismos, los cuales dieron origen a yacimientos petrolíferos.

ESMECTÍTA: un grupo de minerales arcillosos que incluye a la montmorillonita. Este tipo de mineral tiende a dilatarse si se expone al agua. La bentonita incluye los minerales del grupo de las esmectitas.

ESPESOR: hace referencia al espesor de una capa o de un estrato de roca sedimentaria, este se mide en forma perpendicular a su extensión lateral, presumiendo la existencia de depositación sobre una superficie horizontal.

ESTRATIGRAFÍA: ciencia derivada de la geología que trata del estudio e interpretación de las rocas sedimentarias, metamórficas y volcánicas estratificadas y su relación con los estratos que pueden contener cada una de ellas.

ESTRATO: capa de roca sedimentaria.

FACIES: características generales de una unidad de roca, que reflejan su origen y la diferencian de otras unidades adyacentes. La fuente mineralógica y sedimentaria, el contenido fósil, las estructuras sedimentarias y la textura distinguen una facies de otra.

FACTOR DE RECOBRO: porcentaje de petróleo máximo que se puede extraer de un yacimiento con respecto al petróleo original in situ, bajo condiciones de un mecanismo de producción predominante.

FALLA: superficie sobre la cual se ha tenido cierto tipo de movimiento.

FALLA INVERSA: superficie de fracturamiento en la cual el bloque que está por encima del plano de falla ha subido respecto al que está por debajo del mismo.

FALLA NORMAL: superficie de fracturamiento, en la cual el bloque que está por encima del plano de falla ha bajado respecto al que está por debajo del mismo.

FILTRADO: el líquido que pasa a través de un revoque de filtración procedente de una lechada que se mantiene contra el medio filtrante, impulsado por la presión diferencial.

FLOCULACIÓN: una condición en la que las arcillas, los polímeros u otras partículas cargadas se adhieren y forman una estructura frágil, un floculo.

FLUIDO DE PERFORACIÓN: sustancia o mezcla que circula a través de la sarta de perforación hasta la barrena y regresa a la superficie por espacio anular cumpliendo con funciones específicas durante operaciones de perforación. Puede ser líquido o gaseoso.

FORMACIÓN: termino general para la roca que rodea el pozo. Es un volumen de roca observado en una medición obtenida en el pozo, esta medición indica las propiedades físicas de este volumen.

FORMIATO: una clase de sales producidas a partir de la neutralización del ácido fórmico con un hidróxido u óxido metálico.

GAS EN SOLUCIÓN: mecanismo de producción primaria en donde el empuje del gas que se desprende y expande, desplaza el petróleo del yacimiento hacia los pozos productores.

GARGANTA DE PORO: espacio poral pequeño existente en el punto donde se unen dos granos, que conecta dos volúmenes porales más grandes.

GEOLOGÍA: ciencia que estudia la estructura, origen, historia y evolución de la tierra por medio de análisis y examen de rocas, estructuras y fósiles.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: estudia la corteza terrestre, sus estructuras y la relación de las rocas que la forman.

GRAVEDAD API: escala utilizada por el Instituto Americano del Petróleo para determinar la gravedad específica del petróleo crudo.

GRAVEDAD ESPECÍFICA: relación de la densidad de una sustancia a determinada temperatura con la densidad del agua a 4°C.

GRUPO: unidad de rango superior, que contiene dos o más formaciones asociadas continuas.

HETEROGENEIDAD: cualidad de variación en las propiedades de las rocas de acuerdo con la ubicación en un yacimiento o formación.

HIDRATACIÓN: incorporación de agua en la estructura atómica de un mineral.

HIDROCARBUROS: grupo de compuestos orgánicos que contienen principalmente carbono e hidrogeno. Son los compuestos orgánicos más simples y pueden ser considerados como las substancias principales de las que derivan todos los demás compuestos orgánicos.

HINCHAMIENTO DE ARCILLA: tipo de daño en el cual la permeabilidad de la formación se reduce debido a la alteración del equilibrio de la arcilla. El hinchamiento de arcilla ocurre cuando los fluidos filtrados a base de agua penetran en la formación.

ILITA: grupo de minerales de arcilla formados durante la alteración de los minerales de silicato, tales como la mica y el feldespato, que se encuentran normalmente en las lutitas marinas.

INHIBICIÓN: prevención, detención o retardamiento de cualquier acción.

INFRAYACENTE: estrato de roca que está ubicado por debajo de otro superior.

KAOLINITA: tipo de mineral de arcilla que se forma a través de la meteorización del feldespato y de los minerales del grupo de las micas. A diferencia de otros minerales arcillosos, esta no tiende a contraerse o dilatarse por los cambios producidos en el contenido de agua.

LÁMINA: capa muy fina presente en los estratos, usualmente de espesor menor a 1mm. Común en las rocas sedimentarias de grano fino. Una capa sedimentaria comprende múltiples laminaciones.

LECHADA: mezcla de sólidos en suspensión y líquidos. Comúnmente se refiere al cemento.

LIGNOSULFONATO: polímero muy aniónico utilizado para deflocular lodos base arcilla.

LIMOLITAS: rocas sedimentarias que tienen un tamaño de grano en el rango del limo más fino que la arenisca y más grueso que las arcillas.

LITOLOGÍA: parte de la geología dedicada al estudio de las rocas. Básicamente su estructura y composición.

LODOLITA: roca sedimentaria detrítica constituida por minerales de arcilla. Carecen de plasticidad y tienen un bajo contenido de agua.

LUBRICANTE: sustancia sólida o líquida utilizada como aditivo en fluidos de perforación para reducir el esfuerzo de torsión y la resistencia al avance en el pozo.

LUTITA: roca sedimentaria que presenta estructura laminar, muy fina. Tiene componentes como hematita, dolomita, sulfuros y limonita. El tamaño de la partícula es menor a 0.0625 mm.

METEORIZACIÓN: procesos físicos, químicos y biológicos que descomponen las rocas en la superficie terrestre y debajo de esta, a través de las bajas presiones y temperaturas y de la presencia de aire y agua.

MICAS: minerales pertenecientes a un grupo numeroso de silicatos de alúmina, hierro, calcio, magnesio y minerales alcalinos caracterizados por su fácil exfoliación en delgadas láminas flexibles, elásticas y muy brillantes, dentro del grupo de los filosilicatos.

MIEMBRO: unidad de rango inferior con respecto a la formación que está establecida en base a diferencias claras en las zonas adyacentes en una formación.

MIGRACIÓN: término utilizado en exploración para denominar al movimiento que sufre el aceite, del lugar donde se formó hasta la roca almacenadora o trampa.

MIOCENO: cuarta época geológica de la era Cenozoica y la primera época del periodo Neógeno. Comenzó hace 23 millones de años y terminó hace 5 millones de años.

MONOCLINAL: estructura geológica donde las capas están inclinadas uniformemente con buzamiento moderado y dirigido hacia una sola dirección.

MONTMORILLONITA: tipo de mineral de arcilla esmectítica que tiende a dilatarse si se expone al agua.

NERÍTICA: zona marítima cercana a la costa, pero que no tiene contacto directo con el litoral, abarcando desde los 10 metros de profundidad hasta los 200 metros bajo el nivel del mar. Corresponde a la plataforma continental.

OLIGOCENO: periodo geológico entre el Eoceno y el Mioceno correspondiente al periodo Terciario.

ONDULITAS: estructuras sedimentarias que se forman por la acción de una corriente de agua o viento sobre un sustrato de arena suelta.

OOLITICAS: rocas calizas compuestas fundamentalmente por oolitos, que son granos esféricos de carbonato cálcico de origen inorgánico, con estructura concéntrica.

PALEOAMBIENTE: designa a un ambiente pasado, cualquiera sea su antigüedad. La reconstrucción o estudio de este ambiente se basa en elementos climáticos, hidrológicos, geológicos y biológicos.

PALEOCENO: periodo geológico entre el Cretáceo Superior y el Eoceno. Corresponde a la época más antigua del periodo Terciario y es caracterizado por el desarrollo de los animales placentarios.

PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN: pérdida de fluido de perforación en una formación, causada generalmente cuando la presión de la altura hidrostática de la columna de fluido de perforación excede la presión de formación.

PERIODO: unidad de tiempo geológico en el cual las rocas de un sistema se formaron. Es más largo que una época y es una subdivisión de una era.

PERMEABILIDAD: capacidad o medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos. Medida normalmente en darcies o milidarcies.

PIRITA: mineral constituido por sulfuro de hierro, de brillo metálico y color amarillo, que constituye una de las principales menas del hierro y se emplea principalmente en la fabricación del ácido sulfúrico.

PLIEGUE: estructura geológica ondulada que se forma cuando las rocas se deforman por curvamiento en vez de fragmentarse al ser sometidas a un esfuerzo compresional.

POLÍMERO: compuesto complejo en el cual moléculas individuales se unen químicamente en cadenas largas. Pueden ser de origen natural o sintéticos.

POROSIDAD: porcentaje de volumen de poros o espacio poroso de la roca que puede contener fluidos.

POZO: agujero perforado en la roca desde la superficie de un yacimiento a efecto de explorar o para extraer aceite o gas.

POZO A: nombre del pozo en estudio en este proyecto.

POZO EXPLORATORIO: pozo perforado sin conocimiento detallado de la estructura rocosa subyacente.

PRESIÓN HIDROSTÁTICA: presión ejercida por una columna de fluido desde el nivel del mar hasta una profundidad dada.

PROFUNDIDAD TOTAL (TD): es la mayor profundidad alcanzada durante la perforación.

PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA (TVD): distancia vertical entre un punto en el pozo y un punto en la superficie.

RECOBRO: fracción de hidrocarburos que puede ser producida o que ya ha sido producida en un pozo, yacimiento o campo.

RECOBRO PRIMARIO: recobro de aceite y gas de un yacimiento empleando solo la presión natural del yacimiento para forzar la salida del fluido.

RECOBRO SECUNDARIO: operación que consiste en inyectar agua o gas en el yacimiento con la finalidad de desplazar mayores volúmenes de petróleo a superficie.

REGALÍAS: participación porcentual en la producción o valor derivado de la producción de un pozo productivo que se le reconoce al estado propietario, provincial o nacional según corresponda.

REGISTRO ELÉCTRICO: un registro obtenido utilizando un cable eléctrico que permite identificar propiedades específicas de un yacimiento.

REOLOGÍA: la ciencia y el estudio de la deformación y flujo de la materia. Se utiliza para indicar las propiedades de un líquido dado, como en la reología de los fluidos de perforación.

RESERVORIO: permite el almacenamiento de hidrocarburos ya que es un tipo de roca porosa y permeable.

REVENTÓN: salida violenta de petróleo y gas por la boca de un pozo cuando fallan, por diversas causas, las acciones de control que se aplican para contrarrestar las grandes presiones existentes en el subsuelo.

REVOQUE: residuo depositado sobre un medio permeable cuando una lechada, tal como un fluido de perforación, es forzado contra el medio bajo presión.

RESISTENCIA DE GEL: el esfuerzo cortante medido a baja velocidad de corte después de que un lodo ha quedado en reposo durante un periodo de tiempo.

ROCA ALMACENADORA: roca sedimentaria (calizas, arenas o lutitas) con un alto grado de permeabilidad que permite que el petróleo emigre hacia ellas, y dadas sus características estructurales o estratigráficas forma una trampa que se encuentra rodeada por una capa sello que evita el escape de los hidrocarburos.

ROCA GENERADORA: roca sedimentaria compuesta de grano muy fino y con abundante contenido de carbono orgánico que se deposita bajo condiciones

reductoras y de baja energía, propiciando a través del tiempo la generación de hidrocarburos.

ROCA SELLO: serie de rocas impermeables superpuestas a las rocas almacén que impiden el escape de los hidrocarburos y su dispersión hacia la superficie del suelo.

SALMUERA: diversas sales y mezclas de sales disueltas en una solución acuosa. Contiene más sal inorgánica disuelta que el agua de mar habitual.

SANTONIANO: cuarta edad del Cretácico superior, segunda época del periodo Cretácico. Esta edad se extiende desde los 86 hasta los 83 millones de años atrás aproximadamente.

SATURACIÓN: cantidad relativa de agua, petróleo y gas presente en los poros de una roca, usualmente como un porcentaje de volumen.

SEDIMENTACIÓN: proceso de formación, transporte y depositación de los sedimentos.

SEDIMENTO: granos no consolidados de minerales, materia orgánica o rocas preexistentes que pueden ser transportados por el agua, el hielo o el viento, para luego ser depositados.

SEPIOLITA: mineral de arcilla de estructura larga y delgada, como la de una aguja, similar a la atapulguita.

SILICATO: tipo de sal derivada del ácido silícico.

SOLUBILIDAD: cantidad máxima de una sustancia que se disolverá en una cantidad dada de solvente a una temperatura y presión dadas.

SUPRAYACE: estrato o roca que reposa sobre otro inferior.

TITULACIÓN: procedimiento para determinar la cantidad de un componente en una muestra mediante la adición de un volumen medido de reactivo hasta que la reacción entre el componente de interés y el reactivo se completa.

TIXOTROPÍA: capacidad del fluido a gelificarse cuando está en reposo pero al proporcionarle movimiento vuelve a adquirir fluidez.

TRAMPA: configuración de rocas adecuadas para contener hidrocarburos, estas se encuentran selladas por una formación relativamente impermeable a través de la cual se evita que los hidrocarburos puedan migrar.

TRAMPA ESTRUCTURAL: tipo de trampas que son propicias para la acumulación de hidrocarburos y son generadas por esfuerzos de la corteza terrestre que ponen en contacto una roca porosa con una impermeable.

TURONIANO: segunda edad del Cretácico superior, segunda época del periodo Cretácico. Esta edad se extiende de 93 hasta 89 millones de años atrás aproximadamente.

VELOCIDAD ANULAR: velocidad con la cual el fluido de perforación o el cemento se desplaza en el espacio anular.

VISCOSIDAD: resistencia de un fluido al flujo, relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte

YACIMIENTO: roca en la cual están acumulados los hidrocarburos y su comportamiento es independiente en cuanto a propiedades de los fluidos y mecanismos de producción.

ZONA PRODUCTIVA: yacimiento o porción de un yacimiento que contiene hidrocarburos producibles económicamente.

RESUMEN

El Campo San Roque está localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena de Colombia y hace parte del contrato Tisquirama firmado con ECOPETROL S.A. en 2007. Para este proyecto se estudió la información obtenida en la última campaña de perforación del Campo llevada a cabo a cargo de la compañía de servicios HALLIBURTON S.A. en donde se encontró que algunas de las formaciones presentes son altamente reactivas, lo cual ha causado problemas de inestabilidad de las paredes del pozo y presencia de viajes tortuosos debido al hinchamiento de arcillas. Dado que el fluido de perforación con el que trabaja actualmente el Campo no ha solucionado los problemas de hidratación de las arcillas, se determinó una reformulación del fluido de perforación añadiendo a este inhibidores de arcilla tipo Amina y Silicato de Potasio con el fin de aumentar la capacidad de inhibición y mantener o mejorar las demás propiedades del fluido.

Para el diseño del nuevo fluido de perforación, se evaluaron los cortes provenientes de la segunda sección de 8 ¾" del pozo A ubicado en el Campo San Roque. Se tomaron 31 muestras cada 300 pies desde 1.250 hasta 10.250 pies, y se clasificaron de acuerdo a su reactividad mediante tres pruebas de laboratorio capaces de identificar la mineralogía de los materiales. Estas pruebas fueron Difracción de Rayos X, Azul de Metileno y Tiempo de Succión Capilar. Una vez realizadas las pruebas, se identificaron las dos formaciones más reactivas de la sección del pozo en estudio.

Se diseñaron seis formulaciones de fluido de perforación con diferentes concentraciones de aditivos base Amina y Silicato de Potasio para ser probadas en las dos formaciones más reactivas seleccionadas anteriormente, para esto, se realizó una matriz de pruebas de laboratorio que consta de 13 pruebas divididas en tres secciones, pruebas básicas de caracterización (7), pruebas con cortes (4) y pruebas especiales (2). Finalizadas las dos primeras secciones de pruebas de laboratorio, se identificaron las dos formulaciones que mejor desempeño tuvieron y se aplicaron a estas las pruebas especiales de Taponamiento por Partícula (PPT) y Fann 77. Las 4 formulaciones restantes fueron descartadas.

De acuerdo a los resultados de las pruebas especiales se escogió y se propuso la formulación con mejores propiedades para la zona de estudio y se comparó con las propiedades del fluido de perforación actual. Adicionalmente, se evaluó financieramente el proyecto por medio de la metodología del valor presente.

PALABRAS CLAVES: Inhibidor tipo Amina, Inhibidor tipo Silicato Potasio, Campo San Roque, Fluido perforación, Lodo base agua, Inhibidores arcillas, Cuenca Valle Medio del Magdalena

INTRODUCCIÓN

Durante operaciones de perforación se estudia los posibles componentes de roca que serán atravesados a lo largo del pozo para de esta manera tener claro el tipo de broca a utilizar, la tubería más adecuada para cada sección perforada y la manera de mantener la formación aislada del pozo. Para esto último, se debe prestar especial atención a las posibles reacciones entre la formación y el fluido de perforación a utilizar, ya que este debe cumplir con las exigencias de perforación causando el menor daño posible a la formación. Este tipo de roca a identificar contiene diferentes materiales, pero es común que un gran porcentaje de sus componentes sea arcilla, existen numerosos tipos de arcillas, algunas son hinchables al contacto con el agua y otras no, esto depende de su estructura molecular. Entre más hinchable sea la arcilla, más reactiva es y más problemas puede ocasionar.

Debido a los problemas encontrados en el Campo San Roque y que La Amina y el Silicato de Potasio han mostrado suficiencia para la inhibición de arcillas en diferentes Campos, se diseñaron posibles formulaciones de fluido de perforación con estos dos aditivos para analizar su comportamiento y determinar experimentalmente un sistema de perforación que inhiba el hinchamiento de arcillas y así evitar efectos no deseados.

Inicialmente en este proyecto se habla de las características geológicas con las que cuenta el campo, luego se describen los fluidos de perforación utilizados actualmente en el Campo San Roque, se continúa con la selección de las formaciones más reactivas del Campo para posteriormente desarrollar diferentes pruebas de laboratorio con y sin cortes de formación y finalmente se evalúan los resultados obtenidos en estas pruebas comparándolos con los resultados de las mismas realizadas en el fluido de perforación utilizado actualmente.

Una vez seleccionado el fluido de perforación, habrá sido evaluado técnicamente, y se procede a evaluarlo financieramente, para lo cual se utiliza la metodología del Valor Presente. De esta manera se define su viabilidad y se da por concluido el proyecto.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnica y financieramente a nivel de laboratorio la viabilidad del uso de nuevos inhibidores de arcillas tipo Amina y Silicato de Potasio en la formulación del fluido de perforación base agua para el Campo San Roque.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir las generalidades del Campo San Roque.
- Describir las generalidades de los fluidos de perforación y los fluidos usados en el Campo San Roque.
- Caracterizar los cortes de las formaciones con secciones hidrofílicas en el Campo San Roque por medio de pruebas de laboratorio.
- Realizar una matriz de pruebas de laboratorio para la formulación del fluido de perforación para el Campo San Roque determinando concentraciones de los inhibidores tipo Amina y Silicato de Potasio.
- Realizar pruebas de laboratorio sobre las dos formaciones arcillosas más reactivas en el Campo San Roque, para el diseño del fluido de perforación de acuerdo a las concentraciones necesarias de inhibidor.
- Diseñar un fluido de perforación base agua con inhibidores tipo Amina y Silicato de Potasio con base en los resultados arrojados en las pruebas básicas y especiales de laboratorio.
- Hacer un análisis comparativo entre el desempeño de los inhibidores del fluido actual del Campo San Roque y los inhibidores del fluido de perforación desarrollado por medio de pruebas de laboratorio.
- Evaluar la viabilidad del proyecto mediante la metodología del valor presente.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO SAN ROQUE

En este capítulo se realiza una descripción del Campo San Roque en la cual se tienen en cuenta aspectos como la historia, localización, marco geológico e historia de producción.

1.1 RESEÑA HISTORICA

La historia del Campo San Roque data desde 1951 fecha en la cual se iniciaron los trabajos de exploración a cargo de la compañía Petro Norte S.A. Este campo cuenta con un área de 15201,57369 hectáreas.

En 1963 la operadora Texas Petroleum Company perforó el primer pozo exploratorio llamado San Roque 1, el cual alcanzó una profundidad de 8.895 pies y tuvo una producción de 290 barriles de petróleo diarios, provenientes de la Formación Lisama. Dos años después se perforó el pozo San Roque 2 con objetivo exploratorio, el cual tuvo una profundidad de 10.170 pies, sin embargo este pozo fue abandonado debido a problemas presentados con el ensamblaje de fondo. Con base en estos dos pozos se declaró la comercialidad del campo.

En junio de 1993 *Texas Petroleum* cede los derechos a la compañía de Petróleos del Norte, la cual estuvo a cargo de la explotación de dicha área hasta el año 1998, fecha en la cual La Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol) adquiere la concesión.

Actualmente, el campo San Roque hace parte del contrato Tisquirama firmado con Ecopetrol el 11 de octubre de 2007 identificado con el número 2248 y cuenta con un total de 21 pozos a marzo de 2016. En la **Tabla 1** se observa un resumen de los pozos que hay en el campo, su clasificación y el estado de algunos de ellos.

Tabla 1. Resumen pozos del Campo San Roque

Nombre pozo	TVD (pies)	Clasificación	Estado @Marzo - 2016
SAN ROQUE-1	-	C3	Productor
SAN ROQUE-2	-	No definido	Abandonado
SAN ROQUE-3	-	Pendiente	Pendiente
SAN ROQUE-4	-	No definido	No definido
SAN ROQUE-5	-	No definido	No definido
SAN ROQUE-6	-	No definido	No definido
SAN ROQUE-10	-	No definido	No definido
SAN ROQUE-11	10014	A0	Exploratorio de desarrollo
SAN ROQUE-12	9743	A0	Exploratorio de desarrollo
SAN ROQUE-13	-	No definido	Pendiente
SAN ROQUE-14	-	No definido	Pendiente
SAN ROQUE-15	-	No definido	Pendiente
SAN ROQUE-16	8527	A0	No definido
SAN ROQUE-17	-	No definido	-
SAN ROQUE-19	-	No definido	-
SAN ROQUE-21	10449	A0	Exploratorio de desarrollo
SAN ROQUE-22	10269	A0	Exploratorio de desarrollo
SAN ROQUE-23	10419	A0	Exploratorio de desarrollo
SAN ROQUE-24	10319	A0	Exploratorio de desarrollo
SAN ROQUE-35	9910	No definido	No definido
SAN ROQUE-36	9517	No definido	No definido

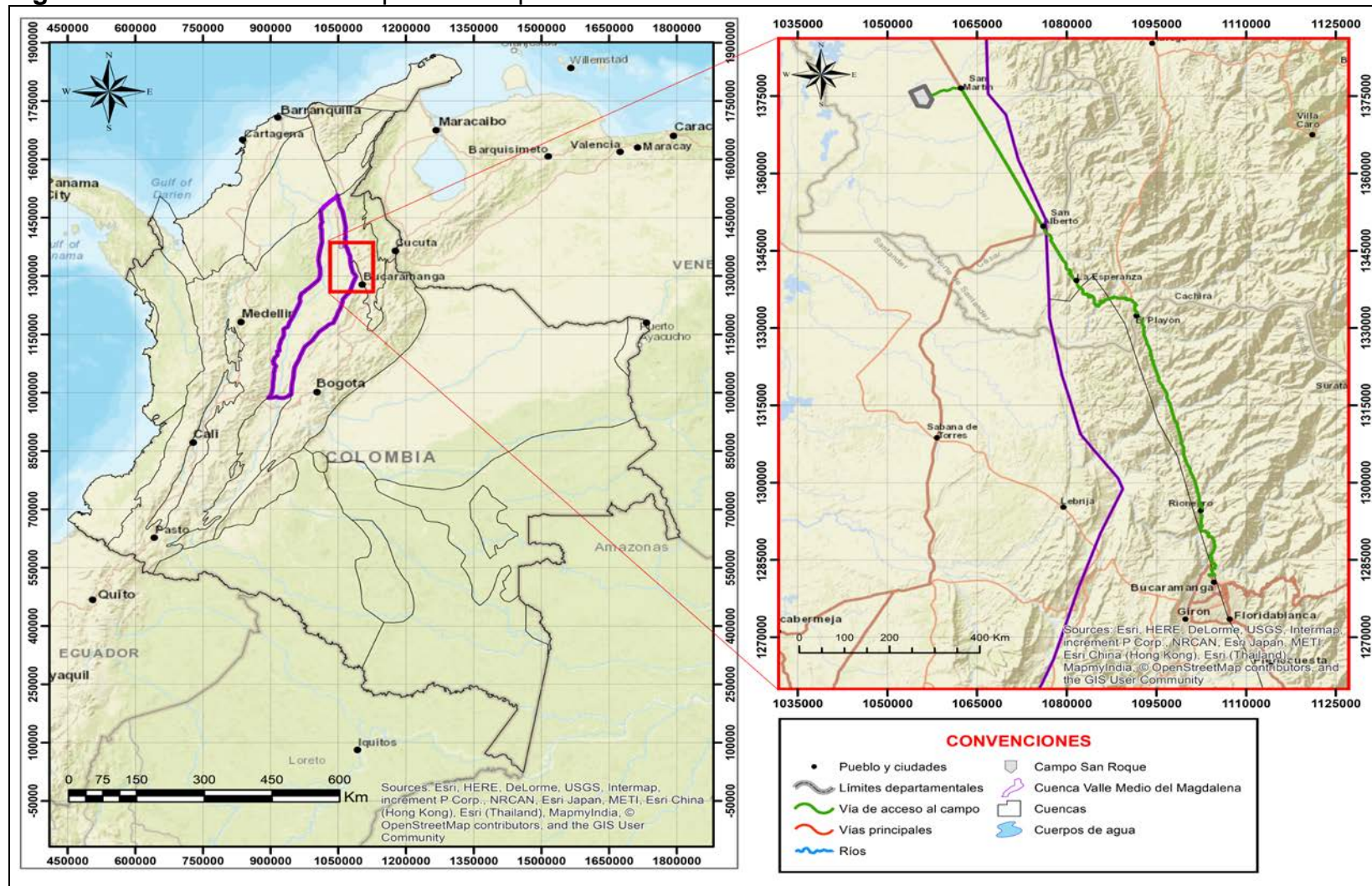
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Shapefile de pozos. Informacion.xlsx [citado Marzo 14,2016]. Disponible en <http://www.anh.gov.co/Banco%20de%20informacion%20petrolera/EPIS/>. Modificado por los autores

1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo San Roque se localiza en la parte noreste de la Cuenca Valle Medio del Magdalena, la cual está situada en la parte oriental de Colombia. Este campo hace parte del Departamento del Cesar, bajo la jurisdicción del Municipio San Martín y el acceso al campo se hace por vía terrestre partiendo desde Bucaramanga así: se recorren aproximadamente 120 kilómetros por la ruta 45 (Vía al mar o Carretera Nacional) en sentido sur-norte, pasando por los municipios Ríonegro, El Playón, La Esperanza y San Alberto hasta llegar a el Municipio San Martín, a partir del cual, se transitan aproximadamente 6 kilómetros en una trayectoria hacia el oeste

por medio de una vía secundaria hasta llegar al Campo San Roque. (Véase **Figura 1**).

Figura 1. Localización del Campo San Roque.



Fuente: ArcGIS for Desktop. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Página web de ESRI [citado abril 10,2016]. Disponible desde internet: <http://www.esri.com/>

1.3 MARCO GEOLÓGICO

En esta sección se describe la columna estratigráfica, geología estructural y del petróleo correspondiente a la Cuenca Valle Medio del Magdalena.

1.3.1 Columna estratigráfica. En la **Figura 2** se puede observar la columna estratigráfica generalizada para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la cual es atravesada por los pozos del Campo San Roque desde la Formación Mesa hasta la formación Umir.

1.3.2 Estratigrafía. A Continuación se describen las formaciones que están presentes en la Cuenca Valle Medio del Magdalena desde la más antigua hasta la más reciente, enfatizando en información relevante encontrada en los pozos del Campo San Roque.

1.3.2.1 Grupo Girón. Según HUBACH¹ (1982) se le asigna la edad Jurásico Superior – Cretácico Inferior. Está compuesto por areniscas y lutitas de color marrón. Cuenta con espesor promedio en la cuenca de 8.202 pies. Estos sedimentos son de origen continental. Se encuentra ubicado sobre el basamento y por la parte superior está en contacto discordante con la Formación Tambor.

1.3.2.2 Formación Tambor. Su edad al Jurásico superior. Tiene areniscas de color rojo, litológicamente se puede comparar con la Formación Girón. El espesor promedio de esta unidad es de 2.132 pies. “Estas facies han sido interpretadas como depósitos fluviales acumulados por corrientes trenzadas”². La formación suprayace discordante con la Formación Girón e infrayace concordante con la Formación Rosablanca.

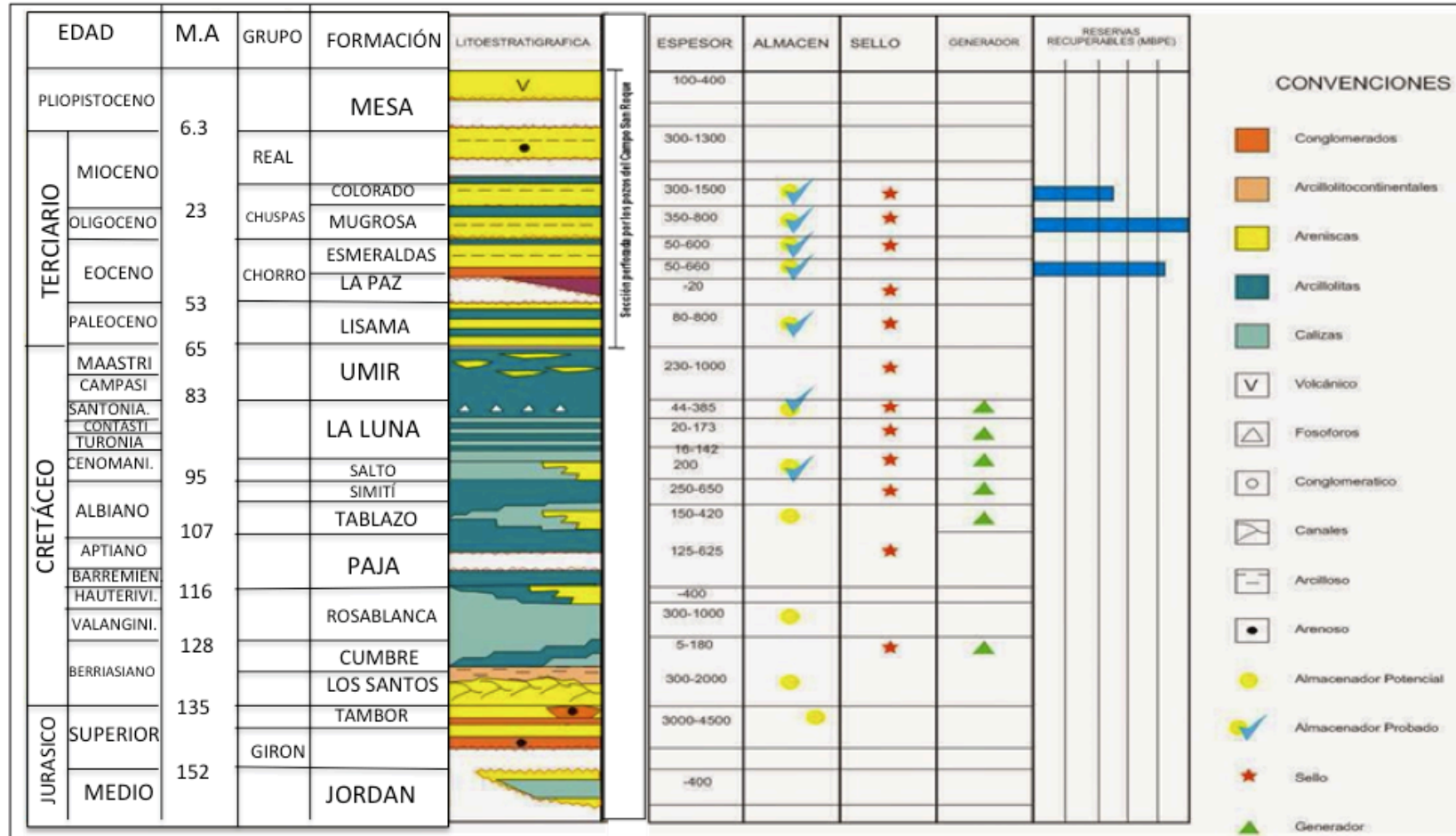
1.3.2.3 Formación Los Santos. Según Cediél (1968) esta formación se depositó en la edad del Jurásico superior y Berriasiano. Está compuesta por areniscas de grano muy fino y medio, de color amarillo y tiene cuarzo. Tiene un espesor de 715 pies y fue depositada en un ambiente continental. Esta formación suprayace concordante a la Unidad Tambor e infrayace concordante a la Formación Cumbre.³

¹ HUBACH, Enrique. Contribución a las Unidades estratigráficas de Colombia, Instituto Geológico Nacional (Colombia) . 1957. p. 56.

² Agencia Nacional de Infraestructura. Informe de fuentes materiales y botaderos, Geología y Geotecnia, Corredor 1: Bogotá-Bucaramanga. Pdf. p.16.

³ JULIVERT Manuel. Lexique Stratigraphique International. Paris. 1968. p. 343.

Figura 2. Columna estratigráfica Cuenca Valle Medio del Magdalena



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Información Geológica y Geofísica.PDF. [citado Abril 17,2016].p.29 Disponible desde internet en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/tesis/6.%20informe%20final%20vnm.pdf>. Modificado por los autores.

1.3.2.4 Formación Rosablanca. La edad asignada es desde el Barremiano hasta el Hauteriviano de acuerdo a Gomez⁴. “Esta se caracteriza por presentar niveles de caliza oolítica negras duras y densas, hacia el tope se evidencia degradación en la calidad de las calizas al tope del miembro, las calizas son oolíticas con coloraciones marrones a gris y trazas de minerales pesados (pirita)”⁵.

Tiene un espesor promedio en la cuenca de 1.394 pies. Según Julivert⁶ fue depositada en un medio marino somero en condiciones neríticas. Esta formación suprayace concordante a la Formación Cumbre e infrayace concordante Formación Paja.

1.3.2.5 Formación Paja. Según Gomez⁷ se le asigna la edad desde el Barremiano hasta el Aptiano. “Se caracteriza por poseer lutitas marrones oscuras a negras, ligeramente calcáreas bastantes duras con trazas de calizas y en algunos casos se presentan micas y piritas como minerales, es rica en materia orgánica”⁸.

Según Julivert⁹ el espesor promedio en la cuenca está en un rango de 410 a 2.050 pies. Su depositación fue en un ambiente epicontinental. Esta formación suprayace concordante a la Formación RosaBlanca e infrayace concordante a la Formación Tablazo con la cual el contacto es un tránsito gradual.

1.3.2.6 Formación Tablazo. La formación fue depositada en la edad del Aptiano superior hasta el Albiano inferior según Gomez¹⁰. Está compuesta por calizas azuladas, fosilíferas y margas. Tiene un espesor promedio en la cuenca entre 492 y 1.066 pies. Según Julivert¹¹ el ambiente de depositación corresponde a condiciones neríticas poco profundas. La Formación Tablazo suprayace concordante a la Formación Paja e infrayace concordante a la Formación Simití.

1.3.2.7 Formación Simití. Según Gomez¹² su edad corresponde al Albiano. Presenta lutitas marrones a grises que tienen una variación de no calcáreas a moderadamente, duras, compactas, laminadas con venas de calcita. Tiene un

⁴ GOMEZ, CARLOS. Evaluación de la implementación de la herramienta vdr (versatile drilling reamer) para la perforación de la sección 8 ¾” en el campo San Roque. Trabajo para optar al título de ingeniero de petróleos. Bogotá. Colombia. 2015. p.45.

⁵ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH).Cuenca Valle medio del Magdalena, Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Pozo: infantas-1613.Pozos: Catlina-1 y Cocuyo-1. pdf. 2012 [citado Octubre 17,2015]. p.40.

⁶ JULIVERT Op. cit., p. 343.

⁷ GOMEZ Op. cit., p.48.

⁸ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS Op. cit., p.40

⁹ JULIVERT Op. cit., p. 363.

¹⁰ GOMEZ Op. cit., p.52.

¹¹ JULIVERT Op. cit., p. 363.

¹² GOMEZ Op. cit., p.58.

espesor promedio en la cuenca entre los 820 hasta 2.132 pies. Según Julivert¹³ su condición paleoambiental fue nerítica de aguas intermedias a profundas. La Formación Simití suprayace concordante a la Formación Tablazo e infrayace a la Formación Cumbre.

1.3.2.8 Formación La Luna. Pertenece a la edad Turoniano – Santoniano según Gomez¹⁴. En su composición tiene una secuencia de lutitas alternadas con areniscas grises de grano fino a medio. Tiene un espesor entre 902 y 1.886 pies y es de ambiente marino. Según Julivert¹⁵ esta formación suprayace concordante a la Formación Salto e infrayace concordante a la Formación Umir.

1.3.2.9 Formación Umir. Según Gomez¹⁶ se le fue asignada la edad de Cretácea superior. Está compuesta por varios tipos de lutitas con intercalaciones de láminas carbonaceas en la parte inferior. Por otra lado, en la parte superior contiene lutitas blandas con láminas delgadas de carbón, limonita, mineral y hierro. Tiene un espesor promedio en la cuenca de 3.280 pies. Según Julivert¹⁷ El ambiente en el que fue depositado esta formación es nerítico y suprayace discordante a la Formación La Luna e infrayace concordante a la Formación Lisama.

1.3.2.10 Formación Lisama. La edad correspondiente es el Paleoceno según Gomez¹⁸. El área fue dividida en dos miembros uno superior y otro inferior, la parte superior contiene intercalaciones de lutitas y arcillas interestratificadas con capas de areniscas grises, en cuanto al miembro inferior este fue dividido en cuatro unidades; Lisama A, Lisama B, Lisama C y Lisama E, estas unidades son porosas y permeables, por lo tanto se dice que en esta zonas es donde principalmente se almacenan hidrocarburos. Según Porta¹⁹ (Van der Hammen, 1.954) tiene un espesor promedio de 4.019 pies. Fue depositada en lagunares y deltaicas. La unidad suprayace concordante a la Formación Umir e infrayace concordante a la Formación La Paz.

1.3.2.11 Formación La Paz. Según Gomez²⁰ se le asigna la edad del Eoceno. Tiene areniscas color gris claro y presenta intercalaciones de shales y limonitas. Su espesor promedio en la cuenca es de 3.280 pies. Según Porta²¹ su depositación fue en un ambiente de corrientes trenzadas. Esta formación infrayace con contacto transicional a la Formación Esmeraldas y suprayace concordante a la Formación Lisama.

¹³ JULIVERT Op. cit., p. 363.

¹⁴ GOMEZ Op. cit., p.65.

¹⁵ JULIVERT Op. cit., p. 301.

¹⁶ GOMEZ Op. cit., p.72.

¹⁷ JULIVERT Op. cit., p. 458

¹⁸ GOMEZ Op. cit., p.76.

¹⁹ PORTA Jaime. Lexique Stratigraphique International. Paris. 1974. p. 326.

²⁰ GOMEZ Op. cit., p.81.

²¹ PORTA Op. cit., p. 304.

1.3.2.12 Formación Esmeraldas. La edad asignada a la formación corresponde al Eoceno según Gomez²². Presenta limolitas y areniscas compactas en capas delgadas que se alternan con shales de color gris y con lentes de carbón. Tiene un espesor promedio en la cuenca de 3937 pies. Según Porta²³ fue depositada bajo condiciones lagunares delticas. Esta formación infrayace discordante a la Formación Mugrosa y suprayace concordante a la Formación La Paz.

1.3.2.13 Formación Mugrosa. Gomez²⁴ le asigna la edad del Oligoceno. Tiene areniscas levemente calcáreas de grano muy fino a fino, masivas con intercalaciones parciales de lutitas y limolitas. Tiene un espesor promedio en la cuenca entre 1.640 y 2.296 pies. Según Porta²⁵ fue depositada en un ambiente continental fluvial. Esta formación suprayace concordante a la Formación Esmeraldas e infrayace concordante a la Formación Colorado.

1.3.2.14 Formación Colorado. Según Gomez²⁶ pertenece al Oligoceno superior – Mioceno inferior. Presenta areniscas de grano fino a muy fino, con abundantes intercalaciones de lutitas y limolitas, no consolidadas con finos lentes de caliza. Tiene un espesor promedio en la cuenca entre 3.937 hasta los 8.202 pies. Según Porta²⁷ Esta formación fue depositada en condiciones fluviales. Esta formación infrayace concordante al Grupo Real y suprayace concordante a la Formación Mugrosa.

1.3.2.15 Formación Real (Mioceno Medio – Mioceno Superior). Su edad es comprendida entre el Mioceno medio y Mioceno superior según Gomez²⁸. “Esta unidad corresponde a lodolitas arenosas abigarradas con intercalaciones de cuarzoarenitas arcillosas de grano fino a medio y litoarenitas arcillosas friable. Esta formación suprayace a la Formación Colorado”²⁹. Según Porta³⁰ tiene un espesor promedio en la cuenca de 12.795 pies. El ambiente de depositación es de tipo fluvial. Esta formación suprayace concordante a la Formación Colorado e infrayace concordante a la Formación La Mesa.

1.3.2.16 Formación La Mesa. La edad asignada por varios autores es el Plioceno. Tiene arena, arcillolitas, trazas de mica y capas de conglomerado. La arena es cuarzo-lítica y los fragmentos líticos son provenientes de las rocas ígneas, las cuales tienen un color rojo. En su composición tiene 80% de cuarzo y 20% líticos. El tamaño del grano es de medio a grueso. Tiene un espesor de 100 pies. Su

²² GOMEZ Op. cit., p. 68.

²³ PORTA Op. cit., p. 197

²⁴ GOMEZ Op. cit., p. 81.

²⁵ PORTA Op. cit., p. 372.

²⁶ GOMEZ Op. cit., p. 81.

²⁷ PORTA Op. cit., p. 141.

²⁸ GOMEZ Op. cit., p. 91.

²⁹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS Op. cit., p.41.

³⁰ PORTA Op. cit., p. 413.

deposición fue en lagos transitorios y corrientes fluviales. Esta formación es la más joven e infrayace concordantemente con la Formación Real.

1.3.3 Geología estructural. El Campo San Roque hace parte de la cuenca intermontana del Valle Medio del Magdalena, la cual se caracteriza por presentar inicialmente una tectónica de bloques que afectan sedimentos Jurásicos y Cretácicos, después se presenta un ciclo orogénico en el cual ocurren un levantamiento inicial. Por otra parte, existe un evento compresivo, que está representado por fallas inversas, estructuras sinclinales y anticlinales que fueron producto de la Orogenia Andina.

A nivel estructural, el Campo San Roque corresponde a un monoclinal con dirección N40W y buzamiento hacia el sur. El monoclinal tiene una amplitud de 1.1 kilómetros y desde el borde del volumen se extiende aproximadamente 5 kilómetros. Los límites de la estructura están dados hacia el oriente con la Falla de Tisquirama y al occidente con la Falla San Roque. Las dos estructuras convergen hacia el norte permitiendo el cierre de la misma.

1.3.4 Geología del petróleo. En esta sección se describen los principales elementos asociados con el sistema petrolífero del Campo San Roque. (Ver **Figura 2**)

1.3.4.1 Roca Generadora. La principal roca fuente para la Cuenca Valle Medio del Magdalena corresponde a shales ricos en calizas, lutitas y material orgánico. La columna estratigráfica de la cuenca muestra potencialidad en las formaciones La Luna, Tablazo y Simití. Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos³¹, se tiene que para la Formación La luna el Kerógeno es de tipo II y rangos de TOC entre 1-6%.

1.3.4.2 Migración. En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena existen dos tipos de migración: migración lateral y migración vertical, la primera de estas está dada a lo largo de las areniscas del Eoceno y la segunda es a través de superficies de falla en donde la formación La Luna no tiene contacto directo con la discordancia existente en el Eoceno.

1.3.4.3 Roca Reservorio. Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos³² Los principales reservorios de la Cuenca Valle Medio del Magdalena provienen de areniscas continentales cenozoicas pertenecientes a las formaciones Lisama, La Paz, Mugrosa y Esmeraldas.

En el caso del Campo San Roque la formación que almacena el hidrocarburo corresponde a la Formación Lisama la cual cuenta con permeabilidades entre 20 y

³¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), informe ejecutivo evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas.pdf. 2009. [citado Marzo 2,2016].p. 79.

³² *Ibíd.*, p. 79.

600 mD, porosidades entre 15 y 20% y espesor del orden de 4.019 pies.

1.3.4.4 Roca Sello. Los principales sellos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena corresponden a “los niveles arcillosos intra-formacionales de las unidades terciarias y las unidades arcillosas del Cretáceo, siendo estas últimas las más efectivas dado su espesor y extensión regional”³³.

Los sellos de reservorios cenozoicos se encuentran en las formaciones Colorado y Esmeraldas. Por otro lado, los sellos de reservorios cretácicos se encuentran en las formaciones Umir y Simití. En el Campo San Roque la roca sello corresponde a lutitas y arcillolitas marinas y está localizada en la formación Real.

1.3.4.5 Trampas. Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos³⁴ en la Cuenca Valle Medio del Magdalena se han identificado cuatro tipos de trampas: estructuras dúplex de cabalgamiento con cierre independiente, pliegues contraccionales asociados a fallas bajo superficies de cabalgamiento, trampas en el lado bajo de las fallas sellantes y cierres dependientes de falla.

En el caso del Campo San Roque las trampas corresponden a la combinación de canales de río y anticlinales asimétricos.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SAN ROQUE

La historia de producción del Campo San Roque data desde 1.963 año en el cual se perforó el primer pozo llamado San Roque 1, el cual producía 290 barriles de petróleo diarios. En 1965 al perforarse el segundo pozo llamado San Roque 2 se declaró la comercialidad del campo. Actualmente está bajo la administración de Ecopetrol y cuenta con una producción promedio de 2.197 barriles de petróleo diarios. El crudo tiene un API entre 23 y 27⁰ y las zonas productoras del campo se encuentran en promedio a 9.186 pies de profundidad.

1.4.1 Método de Producción. El Campo San Roque produce mediante el mecanismo de gas en solución y un acuífero en el flanco occidental de la estructura. Se estima que por recobro primario se puede recuperar hasta un 20% debido al alto grado de heterogeneidad que se presenta en las formaciones productoras.

1.4.2 Tiempo de Producción. El Campo San Roque lleva produciendo 53 años desde que Texas Petroleum Company perforó el primer pozo. En 1.998 Ecopetrol S.A. adquirió la concesión.

1.4.3 Número de pozos. Según Ecopetrol el Campo San Roque cuenta con 21

³³ *Ibíd.*, p. 79

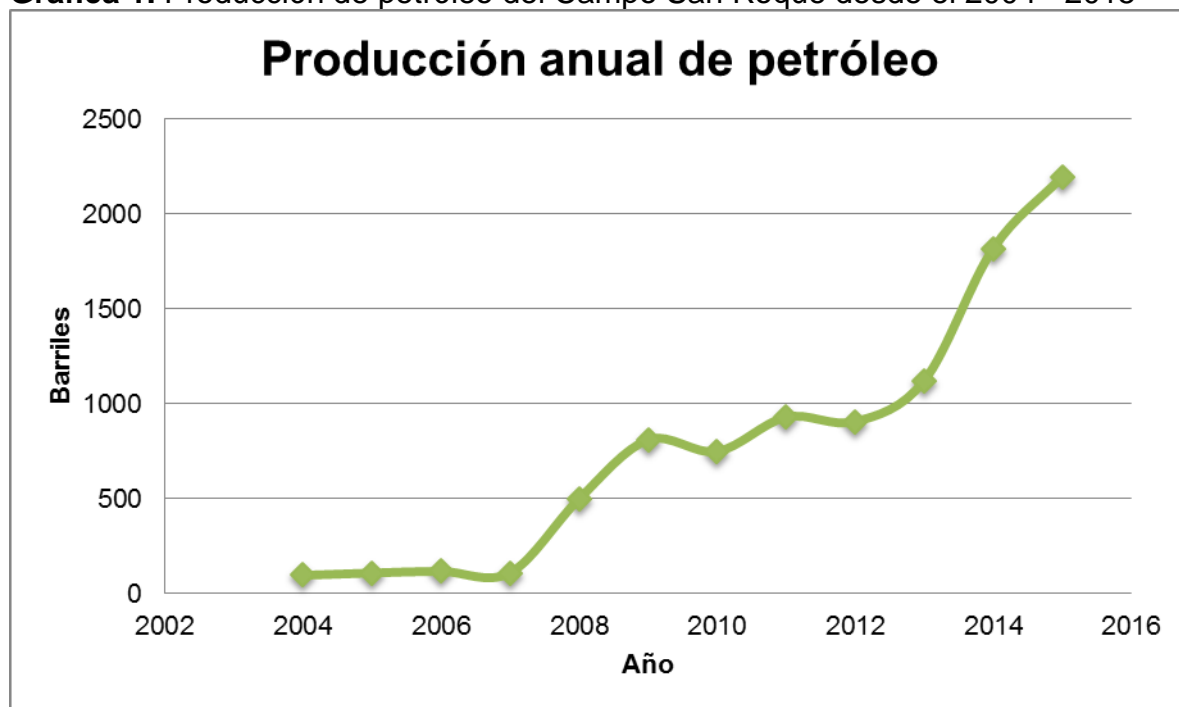
³⁴ *Ibíd.*, p. 79

pozos y con 2 pozos inyectores de agua y gas. La producción de este campo es bombeada a la estación Tisquirama la cual es operada por Ecopetrol.

1.4.4 Producción acumulada. Este campo comenzó a producir petróleo y gas desde 1.963, sin embargo la producción de petróleo desde 1.963 hasta el 2.003 y la producción de gas acumulada no se encuentran disponibles en ningún medio electrónico y tampoco fue suministrada por la empresa Halliburton.

El Campo San Roque ha producido desde el 2.004 hasta el 2.015 un acumulado de 3.5 millones de barriles de petróleo provenientes de la Formación Lisama. La máxima producción del campo se obtuvo en el 2.015 con 2.197 barriles por día. En la **Gráfica 1** se observa la producción de petróleo del Campo san Roque.

Gráfica 1. Producción de petróleo del Campo San Roque desde el 2004 - 2015



Fuente: Ministerio de Minas y Energía. IEP_Oct-2015.xls. Producción mensual x Campo. Hoja 17. [citado Marzo 2,2016].

2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y LOS FLUIDOS UTILIZADOS ACTUALMENTE PARA EL CAMPO SAN ROQUE

En este capítulo se describen las propiedades, clasificación y funciones de los fluidos de perforación. Además, se identifica el fluido utilizado actualmente y se describen sus respectivos componentes.

2.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación o lodos de perforación son unas mezclas de solventes con aditivos o productos, son empleados para satisfacer funciones específicas durante la operación de perforación. Para el diseño de cada fluido es necesario realizar un estudio detallado acerca de las necesidades específicas del pozo a perforar, ya que todos los pozos cuentan con diferentes requerimientos y exigencias de acuerdo a las adversidades y heterogeneidades con las que se pueden encontrar en el subsuelo y este fluido es el encargado de solucionar los problemas encontrados durante todo el proceso.

Las características principales de un fluido de perforación según Florez³⁵ son:

- No debe ser tóxico (ambientalmente amigable)
- No debe ser corrosivo ni inflamable pero sí inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales
- Debe ser estable a las altas temperaturas
- Debe mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones
- Debe ser inmune al desarrollo de bacterias
- No debe causar daño a la formación
- No debe causar erosión a los equipos de superficie y tubulares en el hoyo

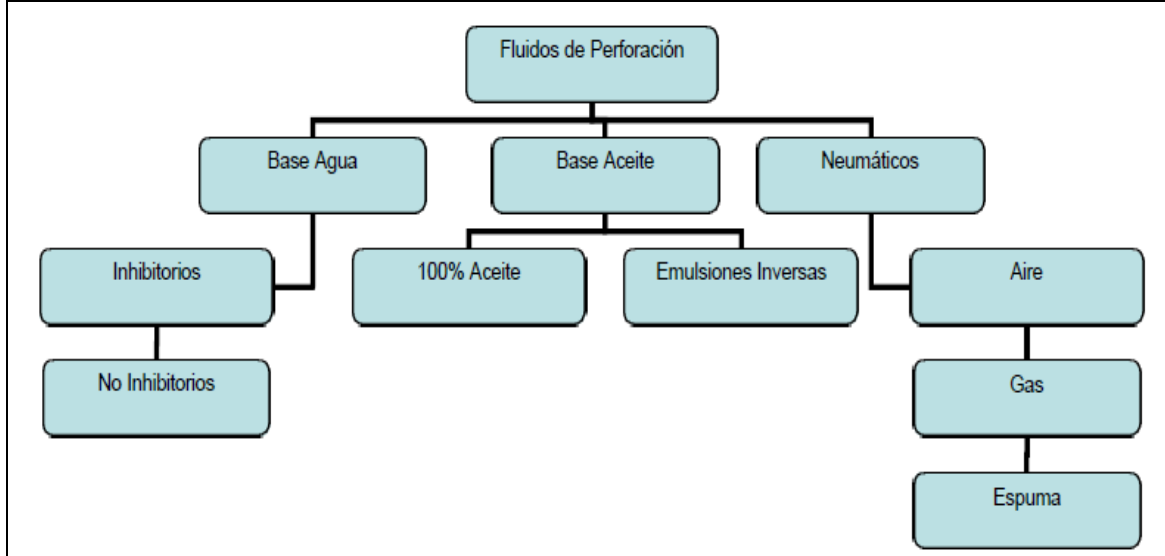
2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación incluyen una fase continua, que es líquida, y una fase discontinua compuesta por sólidos, en ocasiones también presenta una fase gaseosa; ya sea por diseño o como resultado del arrastre de gas en formación. De esta manera se clasifican en 3 grupos. (Ver **Figura 3**)

- Fluidos base agua.
- Fluidos base aceite.
- Fluidos neumáticos.

³⁵ Florez Ardila D. C., Villamizar Serrano M. (2010) Determinación del hinchamiento lineal en cortes de perforación utilizando Strain Gages. Tesis Facultad de ingenierías físico-químicas Univesidad Industrial de Santander. Trabajo de grado para optar al Título de Ingeniero de petróleos, 2010. p. 48.

Figura 3. Clasificación de los fluidos de perforación

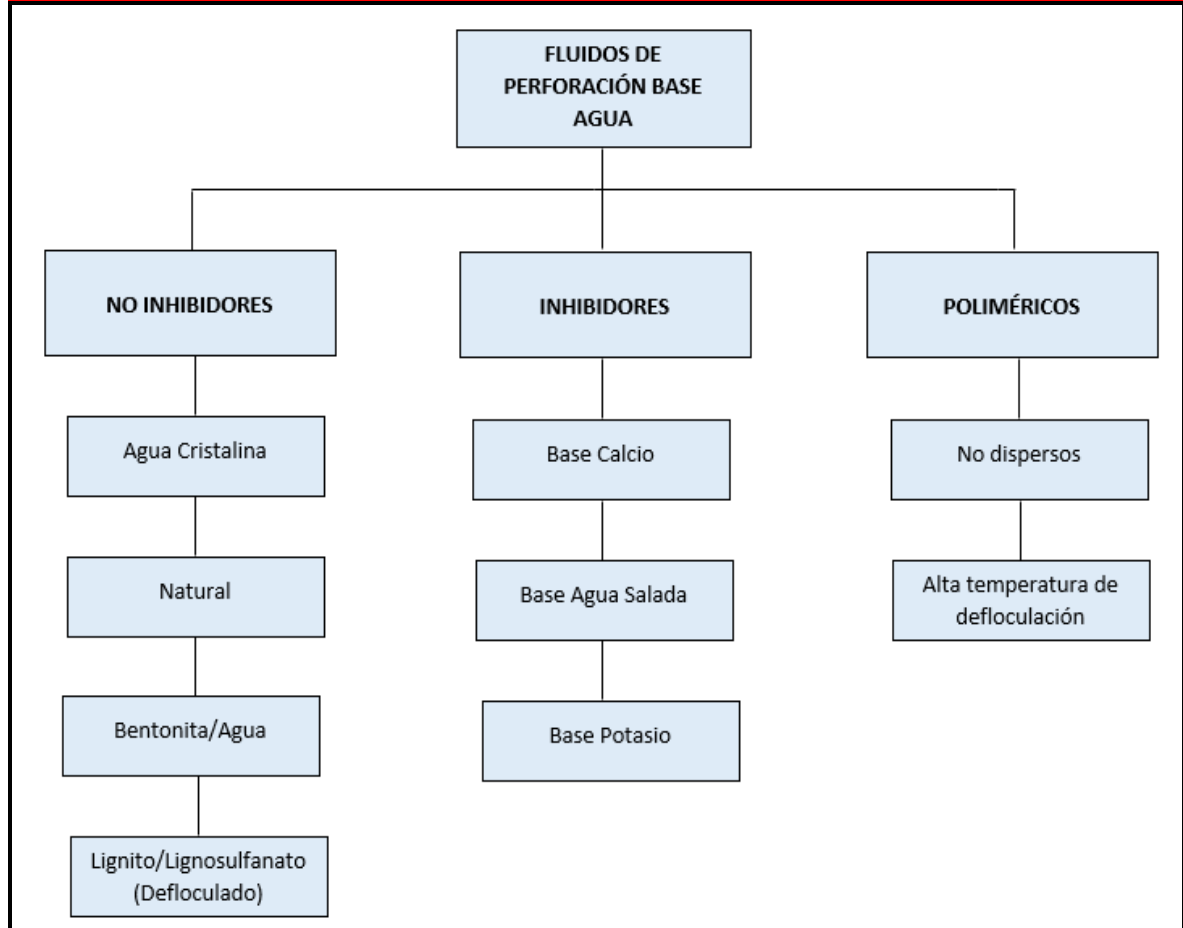


Fuente: RAUSSEO, Br. Pruebas de hinchamiento lineal utilizando el aditivo Z-trol 100 cómo inhibidor de arcillas en fluidos de perforación. Trabajo especial de grado.2002. Caracas, Venezuela .p.4.

2.2.1 Fluidos base agua. Son fluidos en los que su fase continua es agua, pudiendo ser agua fresca o salada. Son los más utilizados debido a su bajo costo en su preparación, manejo y mantenimiento, y al menor impacto ambiental que tienen frente a los otros dos tipos de fluidos de perforación. Su diseño inicial es generalmente básico, pero a medida que la profundidad, presión y temperatura aumentan, estos fluidos se tratan de tal forma que aumenta también su complejidad ya que se espera que continúe teniendo un buen desempeño a lo largo de todo el proceso de perforación.

Los fluidos de perforación base agua pueden ser inhibitorios o no inhibitorios, (**Figura 4**) de acuerdo a su capacidad de inhibir la hidratación de las arcillas presentes en la formación perforada. También pueden ser poliméricos, en caso de ser formulados con agua fresca, bentonita y polímeros.

Figura 4. Clasificación de los fluidos de perforación base agua.



Fuente: AMOCO PRODUCTION COMPANY. Drilling Fluids Manual. Pdf. Rev 6/1994, p.20. Modificado por los autores

A continuación se describen los tipos de fluidos de perforación base agua enseñados en la gráfica anterior.

- **Fluidos inhibidores.** Son aquellos fluidos que retardan el hinchamiento de las arcillas a través de la presencia de cationes como sodio, calcio y potasio o una mezcla de dos de ellos. Estos sistemas de fluidos son usados generalmente para perforar arcillas hidratables y arenas que contienen este tipo de arcillas.
- **Fluidos no inhibidores.** Son los fluidos que no suprimen el hinchamiento de arcillas considerablemente, normalmente están compuestos de arcillas y bentonita con un poco de soda caustica o cal. Estos sistemas de fluidos son utilizados generalmente como lodos superficiales o lodos de arranque, es decir que se aplican hasta muy poca profundidad.
- **Fluidos poliméricos.** Son fluidos con una adición de polímeros de cadena larga y alto peso molecular, solubles en agua, aceite y salmueras. El objetivo de estos

sistemas, es reducir el contenido total de sólidos de arcilla, resultando en una mayor tasa de perforación. Como lo dice Rausseo³⁶ Los sólidos de arcilla contenidos en este tipo de fluidos son reducidos de dos maneras; para encapsular sólidos de perforación pudiendo ser removidos mecánicamente y utilizando los polímeros para expandir la bentonita, necesitándose así solo la mitad de la cantidad de aditivos requerida para obtener propiedades reológicas satisfactorias.

2.2.1.1 Contaminantes de los fluidos de perforación base agua. La composición y tratamiento de los fluidos de perforación base agua depende de los materiales que se encuentran o se agreguen intencionalmente durante las operaciones de perforación. Casi todo material podrá ser considerado contaminante en uno u otro caso. En término general, un contaminante es cualquier sustancia que puede causar propiedades indeseables al fluido de perforación.

Los tratamientos contra estos contaminantes en algunos casos son posibles pero en otros no. Lo que se debe tener en cuenta en los casos de ser posible es que el tratamiento y su efecto en el fluido de perforación deben ser compatibles entre sí.

Existen varios tipos de contaminación:

•**Contaminación con cloruro de sodio.** La contaminación con sal puede provenir del agua que se usa para mezclar el fluido, de la perforación de domos salinos o del flujo de agua salada. De cualquier procedencia, la sal como contaminante no puede extraerse del fluido por medio químico. El efecto contaminante de la sal en los lodos es su efecto electrolítico, el cual cambia la distribución de la carga eléctrica en la superficie de la arcilla y promueve la floculación de lodos levemente tratados lo que ocasiona aumentos en las propiedades reológicas, la pérdida de filtrado y disminución de pH.

Ya que la sal presente en un fluido de perforación no se puede precipitar por medios químicos, su concentración solo se puede reducir por medio de dilución con agua dulce.

Un flujo de agua salada puede ser detectado por el incremento en el volumen del lodo en los tanques de superficie, incremento en el contenido de ión cloruro, incremento en las emboladas por minuto de las bombas de lodo y disminución en la presión de la bomba. Si la densidad del lodo es mayor que la densidad del agua salada, la densidad del lodo disminuirá. Cuando se encuentra un flujo de agua salada se debe subir la densidad del lodo para contener el flujo. El tratamiento incluye dispersante para reducir las propiedades reológicas, soda caústica para aumentar el pH y un reductor de filtrado.

³⁶ RAUSSEO, Br. Pruebas de hinchamiento lineal utilizando el aditivo Z-trol 100 como inhibidor de arcillas en fluidos de perforación. Trabajo especial de grado. 2002. Caracas, Venezuela. p.5.

•**Contaminación con calcio.** La contaminación por calcio como lo menciona Florez³⁷ puede generarse a través del agua, formaciones de yeso o anhidrita o al perforar cemento. Este tipo de contaminación cambia drásticamente la naturaleza de los sistemas de agua dulce con base arcilla. El ion calcio tiende a reemplazar los iones de sodio por medio de un cambio de base lo cual resulta en la floculación y no dispersión de las partículas de arcilla. La capa de agua entre las partículas de arcilla es reducida resultando en un grado menor de hidratación e hinchamiento.

Los efectos de este tipo de contaminación son el incremento de las propiedades reológicas, aumento de la pérdida de filtrado y aumento de contenido de los iones calcio. La severidad de la contaminación depende de la cantidad de ion contaminante, el contenido de sólidos y la cantidad de productos dispersantes presentes en el lodo.

•**Contaminación de yeso o anhidrita.** El yeso y la anhidrita según Florez³⁸ son compuestos de sulfato de calcio que se encuentran en algunas perforaciones. El yeso es sulfato de calcio hidratado mientras que la anhidrita es sulfato de calcio sin agua. El sulfato de calcio causa agregación y floculación en los lodos base agua, un incremento en las propiedades reológicas y una disminución del pH. Cuando aparece este tipo de contaminación, se puede precipitar el calcio en la solución manteniendo el fluido como lodo de bajo calcio.

•**Contaminación con cemento.** Es una contaminación que se presenta comúnmente en operaciones de cementación de la tubería de revestimiento y al perforar tapones de cemento. La severidad de este tipo de contaminación depende del contenido de sólidos, tipos y concentración de dispersantes y la cantidad del cemento que se ha incorporado al fluido de perforación.

“Para tratar este tipo de contaminación es necesario reducir el pH y remover el calcio soluble. Se debe considerar también el contenido de sólidos de baja gravedad, ya que un alto contenido de sólidos arcillosos es causa primordial de la floculación del sistema al ser contaminado por cemento”³⁹

•**Contaminación con sólidos.** Esta clase de contaminación es la más indeseable que se pueda tener. Se reconoce por la alta densidad, viscosidad plástica, pérdida de filtrado y baja tasa de penetración que puede ocasionar. Los sólidos contaminantes deben ser removidos en el menor tiempo posible, evitando que logren fragmentarse y dispersarse durante la circulación, lo cual haría más complicada su remoción y por consiguiente el control de las propiedades del fluido de perforación.

³⁷ Florez , Op., Cit., p.54.

³⁸ Ibid., p. 54.

³⁹ Ibid., p. 55.

Para evitar contaminación con sólidos en el sistema se debe optimizar los equipos de control de sólidos y mantener una dilución adecuada.

- Contaminación con gas.** La contaminación con gas como lo menciona Florez⁴⁰ ocasiona la disminución de la densidad del fluido de perforación, el aumento del volumen de los tanques activos y una disminución de la eficiencia volumétrica de las bombas.

- Contaminación con carbonatos y bicarbonatos.** En algunos casos, cantidades considerables de carbonatos y bicarbonatos de calcio solubles entran en contacto con el fluido de perforación, ocasionando que estos iones afecten adversamente las propiedades del fluido aumentando las propiedades reológicas y la pérdida de filtrado. Este carbonato contaminante puede originarse de un tratamiento excesivo contra el calcio o cemento, de la formación en sí o de la reacción entre el dióxido de carbono y la soda caustica. Se debe tratar agregando calcio en solución.

2.2.2 Fluidos base aceite. Los fluidos base aceite se caracterizan porque su fase continua es aceite y la fase dispersa cuando existe es agua, esto se logra mediante la presencia de agentes químicos que permiten la emulsión del aceite y el agua. Se utilizan principalmente para perforar lutitas problemáticas y en casos en donde se requiera una alta estabilidad del pozo. Son aplicables también en perforaciones altamente desviadas por el alto grado de lubricidad que se puede lograr con el sistema, además, tiene la capacidad de prevenir la hidratación de las arcillas.

Los fluidos de perforación base aceite son resistentes a agentes contaminantes como la anhidrita, sal, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico debido a la baja interacción entre el aceite y la formación. Normalmente son más costosos que los base agua, sin embargo, esta clase de fluidos pueden ser reacondicionados y reutilizables, lo cual se convierte en una ventaja para los programas de múltiples pozos haciendo sus costos comparables con los sistemas de fluidos base agua.

Con el incremento de las preocupaciones medioambientales, hoy en día el uso de los fluidos base aceite en muchos lugares o está prohibido o se encuentra severamente restringido ya que es indispensable contar con un sitio de disposición que cumpla con todas las reglas medio ambientales después de ser utilizado, lo cual incrementa también los costos del uso de esta clase de fluidos. Tras esta necesidad de cumplir los estrictos reglamentos y lograr un buen rendimiento del fluido base aceite, fueron introducidos como alternativa, los fluidos sintéticos, que son fabricados a partir de otros compuestos como los ésteres, acetales, éteres y olefinas en vez de ser altamente refinados a partir del crudo, logrando así un lodo

⁴⁰ Ibid., p. 55.

de perforación con una toxicidad mucho más baja y mejores características de HSE (salud, seguridad y medio ambiente).

2.2.3 Fluidos neumáticos. Los fluidos de perforación neumáticos o aireados se utilizan principalmente en pozos donde se realizan operaciones de perforación bajo balance, es decir que el fluido inyectado posee una presión intencionalmente más baja que la de la formación, para esto se necesitan fluidos con muy baja densidad, constituidos por gas, aire, espuma o neblina y una cierta cantidad de agua. Estos disminuyen la pérdida de circulación, aumentan la tasa de penetración y los cortes son generalmente reducidos a polvo mientras llegan a la superficie debido a su transporte a altas velocidades a través de las tuberías y juntas. A pesar de estas ventajas, no es recomendable su uso en pozos con profundidades mayores a 10.000 pies ya que no provee un control adecuado del pozo al no ejercer presión hidrostática sobre él. También se encuentran algo restringidos por factores económicos por la necesidad de equipos adicionales de superficie, como compresores para inyectar el gas, válvulas de seguridad de altas presiones y válvula de seguridad universal.

2.3 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El propósito fundamental del fluido de perforación es ayudar a hacer rápida y segura la perforación del pozo, mediante el cumplimiento de funciones específicas que describen las tareas que el fluido es capaz de desempeñar. “Un fluido de perforación principalmente debe mejorar la tasa de penetración, reducir los problemas del hueco y minimizar el daño de formación”.⁴¹

Con el fin de enfriar y lubricar continuamente la broca y retirar los recortes del hueco, se bombea este fluido de perforación dentro de la columna de perforación, al alcanzar la broca, este lodo choca contra el fondo del agujero y luego sube por el espacio anular llevando consigo los recortes que están suspendidos en él. En superficie y antes de ser nuevamente enviado al hoyo, el fluido es tratado con métodos físicos y químicos para mantener sus propiedades y garantizar el cumplimiento de sus funciones, las cuales deben ser desempeñadas con los menores efectos negativos sobre el ambiente, para esto el fluido debe cumplir rigurosas pruebas medioambientales antes de ser implementado.

A continuación se describen las funciones más comunes de los fluidos de perforación.

2.3.1 Remoción de los cortes del pozo. En la perforación de una formación, los cortes generados por la barrena o en algunos casos, pedazos de la formación provenientes de las paredes del pozo, al ocurrir algún derrumbe, tienden a caer al fondo del pozo, por lo cual deben ser continuamente evacuados desde el fondo

⁴¹The Chevron Texaco and BP Drilling Fluid Manual. Pdf. Rev. 01/2002 p.46.

hasta la superficie. “A este fin, se hace circular el fluido de perforación dentro de la columna de perforación y a través de la barrena, el cual arrastra y transporta los recortes hasta la superficie, subiendo por el espacio anular.”⁴² Realizando la limpieza del agujero. La remoción de los recortes va a depender del tamaño, forma y densidad. De igual manera, también influye la velocidad de penetración, la viscosidad, densidad y velocidad anular del fluido de perforación.

2.3.2 Controlar las presiones de las formaciones perforadas. Un buen lodo de perforación según Florez⁴³. debe depositar un revoque que sea liso, delgado, flexible y de baja permeabilidad, lo cual ayuda a minimizar los problemas de derrumbes y atascamiento de la tubería, además de consolidar la formación y retardar el paso del fluido hacia la misma al ejercer una presión sobre las paredes del hueco abierto.

Durante operaciones de perforación, se encuentran diferentes condiciones de presión y temperatura de formación, así que a medida que la presión de la formación aumenta, se debe aumentar la presión del fluido de perforación para equilibrar las presiones y mantener la estabilidad del pozo, evitando un influjo o un posible reventón. La presión ejercida por la columna de fluido de perforación mientras está estática (no circulando) se llama presión hidrostática y depende de la densidad (peso del lodo) y de la Profundidad Vertical Verdadera (TVD) del pozo. Si la presión hidrostática de la columna de fluido de perforación es igual o superior a la presión de la formación, los fluidos de la formación no fluirán dentro del pozo. La densidad del fluido de perforación puede variar desde la densidad del aire (básicamente 0 psi/pie) hasta más de 20 lb/gal (1,04 psi/pie). El peso de lodo usado para perforar un pozo está limitado por el peso mínimo necesario para controlar las presiones de la formación y el peso máximo del lodo que no fracturará la formación. En la práctica, conviene limitar el peso del lodo al mínimo necesario para asegurar el control del pozo y la estabilidad del pozo. Normalmente, la densidad del agua más la densidad de los sólidos obtenidos durante la perforación son suficientes para balancear la presión de la formación en las zonas superficiales.

2.3.3 Suspensión y descarga de cortes. En el proceso de perforación, existen periodos en los cuales por motivos operativos se debe detener la circulación del fluido de perforación, quedando este estático y sin posibilidad de llevar los cortes a superficie, lo que puede ocasionar que los cortes se sedimenten y causen puentes y rellenos, los cuales pueden producir el atascamiento de la tubería o la pérdida de circulación. El material densificante que se sedimenta constituye un asentamiento y causa grandes variaciones de la densidad del fluido del pozo. El asentamiento ocurre con mayor frecuencia bajo condiciones dinámicas en los pozos de alto

⁴² INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO, ENERGY API. Manual de Fluidos de Perforación.pdf.. Dallas, Texas. Rev. 14/02/2001. p.19.

⁴³ Florez , Op., Cit., p.56.

ángulo donde el fluido está circulando a bajas velocidades anulares. Para ello, el fluido debe ser capaz de suspender los recortes en él evitando así su asentamiento y permitiendo al equipo de control de sólidos retirarlos eficazmente.

Las altas concentraciones de sólidos de perforación son perjudiciales para prácticamente cada aspecto de la operación de perforación, principalmente la eficacia de la perforación y la velocidad de penetración (ROP). Estas concentraciones aumentan el peso y la viscosidad del lodo, produciendo mayores costos de mantenimiento y una mayor necesidad de dilución. También aumentan la potencia requerida para la circulación, el espesor del revoque, el torque y el arrastre, y la probabilidad de pegadura por presión diferencial.

Se debe mantener un equilibrio entre las propiedades del fluido de perforación que suspenden los recortes y las propiedades que facilitan la remoción de los recortes por el equipo de control de sólidos. La suspensión de los recortes requiere fluidos de alta viscosidad que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte con propiedades tixotrópicas, mientras que el equipo de remoción de sólidos suele funcionar más eficazmente con fluidos de viscosidad más baja. El equipo de control de sólidos no es tan eficaz con los fluidos de perforación que no disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte, los cuales tienen un alto contenido de sólidos y una alta viscosidad plástica.⁴⁴

Para lograr un eficaz control de sólidos, los sólidos de perforación deben ser extraídos del fluido de perforación durante la primera circulación proveniente del pozo. Al ser circulados de nuevo, los recortes se descomponen en partículas más pequeñas que son más difíciles de retirar. Un simple método para confirmar la remoción de los sólidos de perforación consiste en comparar el porcentaje de arena en el lodo en la línea de flujo y en el tanque de succión.

2.3.4 Mantener la estabilidad del pozo. El fluido de perforación reviste las paredes del hoyo por medio de un revoque, el cual reduce la pérdida de fluido hacia la formación, contaminación y derrumbes. El espesor de este revoque debe ser controlado, si este es demasiado grueso, el diámetro del hueco se reduce, restringe la circulación y aumenta el torque y el arrastre.

La mejor estabilidad del pozo se obtiene cuando este mantiene su tamaño y su forma cilíndrica original. Al desgastarse o ensancharse de cualquier manera, el pozo se hace más débil y es más difícil de estabilizar. El ensanchamiento del pozo produce una multitud de problemas, incluyendo bajas velocidades anulares, falta de limpieza del pozo, mayor carga de sólidos, evaluación deficiente de la

⁴⁴INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO , Op., Cit., p.22.

formación, mayores costos de cementación y cementación inadecuada.⁴⁵

El ensanchamiento del pozo a través de las formaciones de arena y arenisca se debe principalmente a las acciones mecánicas, siendo la erosión generalmente causada por las fuerzas hidráulicas y las velocidades excesivas a través de las toberas de la barrena. Se puede reducir considerablemente el ensanchamiento del pozo a través de las secciones de arena adoptando un programa de hidráulica más prudente, especialmente en lo que se refiere a la fuerza de impacto y a la velocidad de la tobera. Las arenas mal consolidadas y débiles requieren un ligero sobrebalance y un revoque de buena calidad que contenga bentonita para limitar el ensanchamiento del pozo.

En las regiones geológicamente activas, las fuerzas tectónicas imponen esfuerzos sobre las formaciones y pueden causar la inestabilidad de los pozos, aunque la presión del fluido de la formación esté equilibrada. Los pozos ubicados en formaciones sometidas a esfuerzos tectónicos pueden ser estabilizados equilibrando estos esfuerzos con la presión hidrostática. Igualmente, la orientación del pozo en los intervalos de alto ángulo y horizontales puede reducir la estabilidad del pozo, lo cual también se puede controlar con la presión hidrostática⁴⁶

2.3.5 Minimiza los daños a la formación. Cualquier reducción de la porosidad o permeabilidad natural de una formación productiva es considerada como daño a la formación. El daño a la formación es generalmente indicado por un valor de daño superficial o por la caída de presión que ocurre mientras el pozo está produciendo (diferencial de presión del yacimiento al pozo). Algunas de las causas más comunes de daños a la formación según el Instituto Americano del Petróleo⁴⁷ son las siguientes.

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

⁴⁵ Ibid., p. 23-24.

⁴⁶ Ibid., p. 22.

⁴⁷ Ibid., p. 25.

- Formación de una emulsión entre el filtrado y los fluidos de la formación, limitando la permeabilidad.

Para mitigar el daño a la formación se debe hacer una cuidadosa selección del fluido de perforación. El tipo de procedimiento y método de completamiento determina el nivel de protección requerido para la formación.

2.3.6 Enfriamiento y lubricación de la barrena. Según el Instituto Americano del Petróleo⁴⁸, a causa de la fricción generada por la barrena y los roces entre la columna de perforación rotatoria y la tubería de revestimiento, se presentan altas temperaturas en el conjunto de perforación, al circular el fluido por el sistema, refrigera la columna de perforación, disminuyendo las altas temperaturas y distribuyendo el calor en todo el pozo, alejándolo así de la fuente. El fluido de perforación ayuda a la lubricación que es aumentada mediante el uso de emulsionantes o aditivos especiales que afectan la tensión superficial. La capacidad de lubricación es demostrada por la disminución del torque, el aumento de la vida útil de la barrena y por la reducción de la bomba.

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

2.3.7 Evaluación adecuada de la formación. La correcta evaluación de la formación es esencial para el éxito de la operación de perforación, para ello, es necesario obtener información precisa de las propiedades físicas y químicas de la formación y los fluidos de interés, lo cual se puede hacer con diferentes métodos de evaluación que son afectados por el fluido de perforación.

Uno de estos métodos es practicado por los técnicos llamados registradores de lodo (*Mud Loggers*) que controlan la circulación del lodo y de los recortes para detectar indicios de petróleo y gas, los registradores de lodo examinan los recortes para determinar la composición mineral, la paleontología y detectar cualquier indicio visual de hidrocarburos. De acuerdo al Instituto Americano del Petróleo⁴⁹, esta información se registra en un registro geológico (*mud log*) que indica la litología, la velocidad de penetración (*ROP*), la detección de gas y los recortes impregnados de petróleo, además de otros parámetros geológicos y de perforación importantes.

Otros métodos de obtención de información son los registros eléctricos con cable y núcleos de paredes de la formación utilizando herramientas transportadas por cable de alambre. Los registros con cable incluyen la medición de las propiedades

⁴⁸ Ibid., p. 25.

⁴⁹ Ibid., p. 27.

eléctricas, sónicas, nucleares y de resonancia magnética de la formación, para identificar la litología y los fluidos de la formación.

“Ciertos registros eléctricos son eficaces en fluidos conductores, mientras que otros lo son en fluidos no conductores. Las propiedades del fluido de perforación afectarán la medición de las propiedades de la roca por las herramientas eléctricas de cable.”⁵⁰

2.3.8 Control de la corrosión. Los componentes de la columna de perforación y tubería de revestimiento que están constantemente en contacto con el fluido de perforación están propensos a varias formas de corrosión. Los gases disueltos tales como el oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno pueden causar graves problemas de corrosión, tanto en la superficie como en el fondo del pozo. Para esto, productos específicos para el control de la corrosión deben ser añadidos al fluido de perforación. Además de proteger las superficies metálicas contra la corrosión, el fluido de perforación no debería dañar los componentes de caucho o elastómeros.

La aireación del lodo, formación de espuma y otras condiciones de oxígeno ocluido pueden causar graves daños por corrosión en poco tiempo. Por lo tanto, muestras de corrosión deben ser obtenidas durante todas las operaciones de perforación para controlar los tipos y las velocidades de corrosión.

2.3.9 Facilitar la cementación y completación. El fluido de perforación debe producir un pozo dentro del cual la tubería de revestimiento puede ser introducida y cementada eficazmente, para lo cual, el lodo debe tener un revoque fino y liso. La cementación es crítica para el aislamiento eficaz de la zona y la completación exitosa del pozo. Durante la introducción de la tubería de revestimiento, el lodo debe permanecer fluido y minimizar el suaveo y pistoneo, de manera que no se produzca ninguna pérdida de circulación inducida por las fracturas. De esta manera no dificultará las operaciones de completación.

“Para que se pueda cementar correctamente la tubería de revestimiento, todo el lodo debe ser desplazado por los espaciadores, los fluidos de limpieza y el cemento. El desplazamiento eficaz del lodo requiere que el pozo tenga un calibre casi uniforme y que el lodo tenga una baja viscosidad y bajas resistencias de gel no progresivas”.⁵¹ Las operaciones de completación tales como la perforación y la colocación de filtros de grava también requieren que el pozo tenga un calibre casi uniforme y pueden ser afectadas por las características del lodo.

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

⁵⁰ Ibid., p. 27.

⁵¹ Ibid., p. 29.

Cuando una columna de perforación, una tubería de revestimiento corta o una tubería de revestimiento está suspendida en el fluido de perforación, una fuerza igual a la densidad del lodo desplazado la mantiene a flote, reduciendo la carga del gancho en la torre de perforación. La flotabilidad está directamente relacionada con la densidad del lodo; por lo tanto, un fluido de 18-lb/gal proporciona el doble de la flotabilidad proporcionada por un fluido de 9-lb/gal.⁵²

El peso que una torre de perforación puede sostener está limitado por su capacidad mecánica, un factor que se hace cada vez más importante con el aumento de la profundidad, a medida que el peso de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento se hace enorme. Aunque la mayoría de los equipos de perforación tengan suficiente capacidad para manejar el peso de la columna de perforación sin flotabilidad, este es un factor importante que se debe tener en cuenta al evaluar el punto neutro (cuando la columna de perforación no está sometida a ningún esfuerzo de tensión o compresión). Sin embargo, cuando se introducen largas y pesadas tuberías de revestimiento, se puede usar la flotabilidad para proporcionar una ventaja importante. Cuando se usa la flotabilidad, es posible introducir tuberías de revestimiento cuyo peso excede la capacidad de carga del gancho de un equipo de perforación.

“Si la tubería de revestimiento no está completamente llena de lodo al ser introducida dentro del agujero, el volumen vacío dentro de la tubería de revestimiento aumenta la flotabilidad, reduciendo considerablemente la carga del gancho a utilizar. Este proceso se llama “introducción por flotación” (*floating in*) de la tubería de revestimiento.”⁵³

2.3.11 Transmitir potencia hidráulica a la barrena. Para todas las barrenas “El fluido de perforación es un medio para transmitir la potencia hidráulica disponible a través de la broca, ayudando así a perforar la formación y limpiar el fondo del hueco.”⁵⁴

La energía hidráulica puede ser usada para maximizar la velocidad de penetración (ROP), mejorando la remoción de recortes en la barrena. Esta energía también alimenta los motores de fondo que hacen girar la barrena y las herramientas de Medición al Perforar (MWD) y Registro al Perforar (LWD). Los programas de hidráulica se basan en el dimensionamiento correcto de las toberas de la barrena para utilizar la potencia disponible (presión o energía) de la bomba de lodo a fin de maximizar la caída de presión en la barrena u optimizar la fuerza de impacto del chorro sobre el fondo del pozo.

“Los fluidos de perforación que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte, de bajo contenido de sólidos, o los fluidos que tienen características reductoras de

⁵² Ibid., p. 26.

⁵³ Ibid., p. 26.

⁵⁴ Florez , Op., Cit., p.58.

arrastre, son más eficaces para transmitir la energía hidráulica a las herramientas de perforación y a la barrena. En los pozos someros, la potencia hidráulica disponible es generalmente suficiente para asegurar la limpieza eficaz de la barrena.”⁵⁵

Como la presión disponible en la columna de perforación disminuye a medida que se aumenta la profundidad del pozo, se alcanzará una profundidad a la cual la presión será insuficiente para asegurar la limpieza óptima de la barrena. Se puede aumentar esta profundidad controlando cuidadosamente las propiedades del lodo.

2.4 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

De acuerdo con el Instituto Americano del Petróleo (API), las propiedades de los fluidos de perforación se clasifican en propiedades físicas y químicas, de estas depende en gran medida el éxito de la perforación.

2.4.1 Propiedades Físicas. A continuación se describen las principales propiedades físicas de los fluidos de perforación.

2.4.1.1 Densidad o peso. Es el peso por unidad de volumen, la densidad de cualquier fluido debe ser dictada por las presiones de formación, ya que su función principal es brindar estabilidad al pozo, manteniendo los fluidos contenidos dentro del yacimiento durante la perforación.

La presión hidrostática que contiene la presión de la formación es función de la profundidad y la densidad del lodo. El peso debe ser adecuado como para controlar la entrada de fluidos de la formación al hoyo y a su vez, evitar exceder la presión de la formación y generar así una fractura a la misma. “Una de las principales causas que deterioran el óptimo funcionamiento del diseño del lodo, son las acumulaciones de sólidos de perforación indeseables, como lutitas y arenas. Estos sólidos incrementan el peso así como la viscosidad y reducen la eficiencia de la perforación.”⁵⁶

El peso del lodo puede ser incrementado añadiendo varios sólidos o materiales solubles, el método común para el control de la densidad de cualquier fluido de perforación es la balanza de lodo y se expresa por lo general en lbs/gal.

2.4.1.2 Reología. Según el manual de fluidos de perforación de PDVSA, se define como la física del flujo y la deformación de la materia. La reología y la hidráulica están relacionadas con la estabilidad del pozo y la eficacia con que el pozo se limpia. Esta permite determinar y controlar las propiedades de suspensión, la caída de presiones producidas en la sarta y en el espacio anular.

⁵⁵ INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO , Op., Cit., p.26-27.

⁵⁶ RAUSSEO, Br. Op., Cit., p.8.

“La reología del lodo se mide continuamente durante la perforación y se ajusta con aditivos o dilución para cumplir con las necesidades de la operación. En los fluidos a base de agua, la calidad del agua juega un papel importante en el desempeño de los aditivos. La temperatura afecta el comportamiento y las interacciones del agua, la arcilla, los polímeros y los sólidos en el lodo. La presión de fondo de pozo debe ser tomada en cuenta al evaluar la reología de los lodos a base de aceite.”⁵⁷

La reología permite determinar y controlar entre otras propiedades, la capacidad de limpieza del hueco, las propiedades de suspensión, la caída de presiones producidas en la sarta de perforación y el espacio anular y el daño a la formación.

Para el correcto análisis de la reología se tienen en cuenta las siguientes propiedades.

•**Viscosidad aparente.** Es una medida relativa a la resistencia del fluido a fluir. Por efectos de adhesión y cohesión proporcionado por la atracción entre las moléculas y el comportamiento de las partículas suspendidas en el fluido de perforación. Es determinada con el Embudo Marsh y sirve para comparar la fluidez de un líquido teniendo como base, la fluidez del agua.

•**Viscosidad plástica.** Es la resistencia que opone el fluido a fluir libremente, esta resistencia es debida a la interacción de las partículas sólidas suspendidas en el lodo. “Los efectos mecánicos, causados por los sólidos son indicativos del número, tipo y tamaño de las partículas sólidas presentes en el fluido”.⁵⁸

El aumento en la viscosidad plástica, significa un aumento en la concentración de sólidos, se expresa en Centipoises y se calcula como lo muestra la **Ecuación 1**.

Ecuación 1. Viscosidad plástica

$$VP \text{ (cp)} = L_{600} - L_{300}$$

Fuente: RAUSSEO, Br. Pruebas de hinchamiento lineal utilizando el aditivo Z-trol 100 como inhibidor de arcillas en fluidos de perforación. Trabajo especial de grado.2002. Caracas, Venezuela.p.8.

Dónde:

VP: Viscosidad plástica expresada en centipoises

L₆₀₀: Lectura del reómetro a 600 revoluciones por minuto

L₃₀₀: Lectura del reómetro a 300 revoluciones por minuto

⁵⁷ Schlumberger, Oilfield Glossary en español. Aspx. [citado febrero 18,2016]. Disponible en la web: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/rheology.aspx>

⁵⁸ RAUSSEO, Br. Op., Cit., p.8.

•**Punto cedente.** Es una medida de la fuerza de atracción entre las partículas, bajo condiciones dinámicas o de flujo. Ésta resistencia es causada por las cargas eléctricas generadas sobre la superficie de las partículas coloidales dispersas en la fase fluida del lodo en condiciones dinámicas. El aumento de la resistencia depende del tipo, tamaño y cantidad de las partículas.

“El punto cedente es la fuerza que ayuda a mantener el fluido una vez que entra en movimiento. Está relacionado con la capacidad de limpieza del fluido en condiciones dinámicas, y generalmente sufre incremento por la acción de los contaminantes solubles como el carbonato, calcio, y por los sólidos reactivos de formación.”⁵⁹

Un fluido floculado exhibe altos valores de punto cedente. La floculación se controla de acuerdo al causante que lo origina. Se usan adelgazantes químicos cuando es causada por excesos de sólidos arcillosos y agua cuando el fluido se deshidrata por altas temperaturas.

Esta propiedad afecta el punto de transición entre el flujo laminar y turbulento, la densidad equivalente de circulación y la eficiencia del transporte de ripios. El punto cedente se expresa en lbs/100pie³ y se obtiene de la **Ecuación 2**.

Ecuación 2. Punto cedente

$$PC \text{ (lbs/100pie}^2\text{)} = L_{300} - VP$$

Fuente: RAUSSEO, Br. Pruebas de hinchamiento lineal utilizando el aditivo Z-trol 100 como inhibidor de arcillas en fluidos de perforación. Caracas, Venezuela. Noviembre de 2002

Dónde:

PC: Punto cedente expresado en libras sobre 100 pies cuadrados

L₃₀₀: Lectura del reómetro a 300 revoluciones por minuto

VP: Viscosidad plástica

•**Resistencia o fuerza de gel.** Es la capacidad que tiene el lodo para solidificarse o gelatinizarse en condiciones estáticas. La fuerza de gel determina la capacidad que tiene el lodo para mantener los sólidos en suspensión. Esta fuerza debe ser lo suficientemente baja para permitir el asentamiento de los sólidos en los tanques de superficie y minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería.

Cuando un fluido de perforación tiende a desarrollar resistencia de gel con el tiempo, se le llama tixotrópico. Las resistencias de gel se miden en intervalos de

⁵⁹ PDVSA, Fluidos de perforación. Centro internacional de educación y desarrollo pdf. 2002, p. 4.

10 segundos, 10 minutos y 30 minutos.

2.4.1.3 Filtrado API y HPHT. Cuando la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido en el pozo es mayor que la presión de la formación, cierta proporción de la fase líquida del lodo se filtra a través de las paredes permeables del pozo hacia el interior de las formaciones, generando un revoque o torta con la fase sólida en la parte exterior del pozo. Este filtrado indica la cantidad relativa de líquido que se filtra hacia las formaciones permeables. Esta característica se ve afectada por factores como la presión, la dispersión, la temperatura y el tiempo.

Existen varios métodos para determinar el filtrado de un fluido de perforación, el filtrado API a presiones moderadas (100psi) y temperatura ambiente, el filtrado (HPHT) de alta presión (500psi) y alta temperatura (250°F) y el filtrado PPT a condiciones de 1.000psi o más y 250°F.

2.4.1.4 Contenido de sólidos. En el fluido de perforación existen sólidos deseables como la arcilla, la barita y sólidos indeseables como ripios y arenas los cuales deben eliminarse del sistema. El porcentaje de arena durante la perforación de un pozo debe mantenerse en el mínimo posible para evitar daños a los equipos de perforación ya que la arena es abrasiva y puede causar daños considerables a herramientas del sistema de perforación.

2.4.2 Propiedades químicas. A continuación se mencionan y explican brevemente las propiedades químicas de los fluidos de perforación.

2.4.2.1 Dureza. Según PDVSA⁶⁰ se debe a la cantidad de sales de calcio y magnesio disueltas en el agua o en el filtrado del lodo. El calcio por lo general, es un contaminante de los fluidos de perforación base agua.

2.4.2.2 Cloruros. Según PDVSA⁶¹ es la cantidad de iones de cloro que se encuentran presentes en el filtrado del lodo. Una alta concentración de cloruros causa efectos adversos en un fluido de perforación base agua.

2.4.2.3 pH y alcalinidad. El pH y la alcalinidad se determinan para fluidos base agua y afecta la resistencia de gel, el rendimiento de las arcillas, la pérdida de filtrado, el control de corrosión y propiedades inhibitorias.

La alcalinidad es definida como la concentración de iones oxhidrilos (OH⁻) en exceso en una solución acuosa. El pH es la medida de concentración de iones hidrógenos (H⁺) en la fase acuosa, el pH se mide en una escala de 1 a 14 siendo el 7 la medida de una solución neutral.

⁶⁰ Ibid., p. 16.

⁶¹ Ibid., p. 26.

2.4.2.4 Prueba de azul de metileno (MBT). Con los resultados obtenidos de la prueba de azul de metileno, se puede calcular la concentración total de sólidos arcillosos que contiene el fluido.

2.5 DESCRIPCIÓN DEL FLUIDO UTILIZADO ACTUALMENTE EN EL CAMPO SAN ROQUE

El fluido de perforación implementado en el Campo San Roque cuenta con diferentes aditivos responsables de funciones específicas de acuerdo a ciertos requerimientos que el campo ha presentado. El fluido se diseñó teniendo en cuenta como primer factor mejorar la tasa de penetración y reducir al máximo el daño a la formación generado, para lo cual utilizó junto con los demás compuestos, goma xanthan y material antiacreción teniendo un muy buen rendimiento respecto a estas propiedades pero sin atacar fuertemente la presencia de arcillas hidratables, lo que ocasionó posteriormente un considerable hinchamiento de arcillas en la formación.

2.5.1 Formulación del fluido de perforación actual. En la siguiente **Tabla 2** se encuentran los componentes del fluido de perforación que fue diseñado inicialmente para el Campo San Roque y posteriormente se describe detalladamente cada uno de ellos. El fluido en general ha presentado un comportamiento aceptable desde su implementación, pero en la última campaña de perforación se identificaron problemas causados por el bajo poder inhibitorio de arcillas que posee, los cuales abren paso a la realización de este proyecto para encontrar una nueva combinación de aditivos y diseñar un fluido de perforación que mitigue el problema presentado. Los resultados de la investigación se pueden encontrar en el capítulo 5.

Tabla 2. Formulación Fluido Actual

Producto	Concentración (lpb)
Agente controlador de filtrado de baja viscosidad	1,75
Agente controlador filtrado A	2,12
Goma Xanthan	1,12
Inhibidor estabilizador de shale	7,5
Inhibidor base amina	3,5
Carbonato de calcio 5 m	135
Carbonato de calcio 25 m	135
Carbonato de calcio 50 m	135
Soda cáustica	0,63
Glutaraldehído	0,43
Lubricante	4,5
Material antiacreción	3,5

Fuente: HALLIBURTON. Formulación inicial y datos pozo San Roque. WORD. 28 febrero, 2016. p. 2. Modificado por los autores.

2.5.2 Componentes del fluido actual. Cada uno de los componentes y aditivos que conforman el fluido de perforación tiene características y propiedades específicas que son descritas a continuación.

2.5.2.1 Agente controlador de filtrado de baja viscosidad. Este aditivo es aplicable en todos los sistemas de fluidos de perforación base agua. Es un polímero que forma un revoque 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.

Características

- Es un compuesto en polvo de color blanco
- Tiene una gravedad específica de 1,5 – 1,6

- pH de 6,5 – 8
- Resiste al ataque bacteriológico, no requiere ningún biosida o preservativo
- Excelente aceptación en materia ambiental
- Su estabilidad térmica de circulación es de aproximadamente 300°F (149°C)
- Se encuentra empacado en sacos impermeables de capas múltiples de 55 lb (25 kg) y en canecas de 33 lb (15 kg)

Aplicaciones

- Es efectivo en bajas concentraciones para controlar el filtrado y mejorar la viscosidad
- Encapsula las partículas de lutita para inhibir su hinchamiento y dispersión
- Funciona en una amplia gama de salinidades, durezas y niveles de pH
- Compatible con todos los aditivos comunes de tratamiento de lodo
- Puede precipitarse ante la presencia combinada de una alta dureza y un elevado pH

2.5.2.2 Agente controlador de filtrado A. Es un aditivo de tipo polímero que puede ser utilizado en lodos base agua dulce y salmueras. Tiene un impacto mínimo en la viscosidad del fluido

Características

- Es estable a temperaturas de hasta 400°F (205°C)
- No es susceptible a la degradación por bacterias
- Tolera niveles de contaminación por calcio hasta de 400 ppm
- Su apariencia es de un polvo granular blanco
- Se encuentra empacado en sacos de 50 lb

Aplicaciones

- Ayuda a minimizar el impacto en la viscosidad debido al bajo peso molecular de su polímero
- Ayuda a mantener la integridad de los cortes
- Puede ser utilizado para reducir la pérdida de fluido en agua fresca o salmuera

2.5.2.3 Goma Xanthan. Es un polímero viscosificante de alta calidad, de origen de goma xantana que puede ser utilizado en fluidos de perforación base agua y salmueras.

Características

- Permite una mejor disolución de los demás componentes del fluido de perforación

- Es estable hasta 250°F (121°C)
- Su apariencia es de un polvo color amarillo claro
- Tiene un pH de 6,3
- Su gravedad específica es 1,6
- Se encuentra empacado en sacos de 25lb y 55 lb

Aplicaciones

- Proporciona al fluido mayor viscosidad
- Ayuda a minimizar el potencial de daño de formación
- Ayuda a proporcionar propiedades tixotrópicas y características del flujo no newtoniano a los fluidos salinos
- Brinda una excelente capacidad de suspensión de sólidos en el sistema

2.5.2.4 Inhibidor estabilizador de shale. Es una mezcla líquida que tiene efectos de inhibición y estabilización en las arcillas altamente reactivas. Puede ser añadido en cualquier sistema de fluidos de perforación base agua.

Características

- Reduce la tendencia a la acreción
- Reduce la corrosión
- Ayuda a mejorar la lubricidad del lodo
- No contiene aceites sintéticos
- No es compatible con iones divalentes
- Puede ser utilizado hasta 325°F (162°C)
- Es un líquido amarillo oscuro
- Su gravedad específica es 1,36
- Tiene un pH de 11,9
- Se puede encontrar empacado en tambores de 5 o 55 galones

Aplicaciones

- Ayuda a sellar poros y micro fracturas en la formación
- Utilizado en fluidos base agua para proporcionar inhibición y estabilización en formaciones con arcillas reactivas
- Incrementa la lubricidad del fluido de perforación

2.5.2.5 Inhibidor base Amina. Es un aditivo de bajo peso molecular utilizado para inhibir la hidratación de las arcillas reactivas presentes en las formaciones. Su componente principal es una amina.

Características

- Es estable hasta 400°F
- Exhibe un alto punto de inflamación
- Tiene una apariencia de un líquido transparente-amarillo
- Posee una gravedad específica de 1,04
- Tiene un pH de 6 a 8
- Se encuentra empacado en baldes de 5 galones y en tambores de 55 galones

Aplicaciones

- Es efectivo en todos los sistemas de fluidos de perforación base agua
- Ayuda a reducir las posibilidades de embolamiento de la broca
- Es totalmente soluble en agua
- Ayuda a mejorar la eliminación de sólidos de perforación
- Funciona mejor en fluidos con rango de pH de 7 a 10

2.5.2.6 Carbonato de calcio. Es un compuesto de mármol en polvo, soluble en ácidos. Puede ser utilizado como agente de puenteo para aplicaciones de pérdida de fluido. Se encuentra disponible en diferentes rangos de tamaño de partícula.

Características

- Es totalmente soluble en 15% de solución de HCl
- Tiene una apariencia de polvo blanco o granulado
- Posee una gravedad específica de 2,7
- Se encuentra empacado en sacos de 110lb

Aplicaciones

- Incrementar la densidad de los fluidos base agua y base aceite
- Ayudar con los problemas de pérdida de circulación
- Puenteo para el control de la pérdida de los fluidos

2.5.2.7 Soda cáustica. Hidróxido de sodio, se produce comercialmente por dos métodos básicos; celdas electrolíticas y proceso químico. La mayoría de la soda cáustica se produce a partir de celdas electrolíticas. La soda cáustica de proceso químico se produce mediante la reacción de carbonato de sodio (Na_2CO_3) con hidróxido de calcio ($\text{Ca}[\text{OH}]_2$) para formar hidróxido de sodio (NaOH) y carbonato de calcio (CaCO_3).

Es una sustancia química altamente alcalina y corrosiva, compuesta por sodio, hidrogeno y oxígeno.

Características

- En solución es un líquido viscoso, transparente, inodoro, y libre de impurezas detectables a simple vista.
- En gránulos tiene una apariencia blanca transparente
- La Soda Caustica se emplea en la industria papelera, farmacéutica, alimenticia, jabonera y química.
- Los factores comunes para seleccionar la soda cáustica son su fuerte alcalinidad y su facilidad de almacenamiento y manejo.

Aplicaciones

- Se usa para el control del pH, la neutralización de ácidos residuales
- Es un componente importante en la mayoría de los lodos de inyección y se puede usar en la inyección alcalina de los campos para aumentar la recuperación del petróleo.

2.5.2.8 Glutaraldehido. Es un poderoso bactericida compatible con todos los sistemas de lodos base agua. Es efectivo en pequeñas concentraciones contra bacterias aerobias y anaerobias, su función principal es preservar los fluidos de perforación.

Características

- Responsable con el medio ambiente
- Es efectivo en pequeñas concentraciones
- Es compatible con todos los sistemas de fluidos de perforación base agua
- Su apariencia es la de un líquido transparente
- Posee una gravedad específica de 1,06
- Se encuentra empacado en canecas de 5 galones

Aplicaciones

- Prevenir el deterioro de los coloides orgánicos
- Control de bacterias reductoras de sulfato

2.5.2.9 Lubricante. Es mezcla de surfactantes y lubricantes que se convierte en una efectiva alternativa para los lubricantes base aceite cuando las restricciones ambientales se oponen al uso de aditivos basados en hidrocarburos.

Características

- Es soluble en agua y es biodegradable.
- Es un líquido color ámbar

- Su gravedad específica es 0,94
- Se encuentra empacado en canecas de 5 galones

Aplicaciones

- Proporciona alto rendimiento en presiones extremas tanto para contactos metal con metal y metal con la formación
- Es un producto muy concentrado, por lo que se recomienda aplicar en muy bajas concentraciones

2.5.2.10 Material antiacreción. Brinda una muy buena limpieza del BHA (*Bottom Hole Assembly*), es un lubricante efectivo en pequeñas concentraciones y no afecta considerablemente las propiedades del fluido.

Características

- Disminuye la tendencia a la acreción.
- Es compatible con la gran mayoría de sistemas de fluidos de perforación base agua
- Se mantiene estable hasta 400°F (204°C)
- No tiene efectos considerables sobre las propiedades del fluido de perforación
- Tiene una apariencia de líquido transparente o incoloro
- Su gravedad específica es 0,78
- Se encuentra empacado en canecas de 5 galones

Aplicaciones

- Ayuda al deslizamiento en perforaciones direccionales
- Incrementa la tasa de penetración cuando es usado en fluidos de perforación base agua.

3. MINERALOGÍA DE LAS ARCILLAS Y DETERMINACIÓN DE LAS FORMACIONES MÁS REACTIVAS SEGÚN LOS CORTES DE PERFORACIÓN

En este capítulo se describen las arcillas y se determina por medio de tres pruebas de laboratorio, cuáles son las formaciones más reactivas del campo.

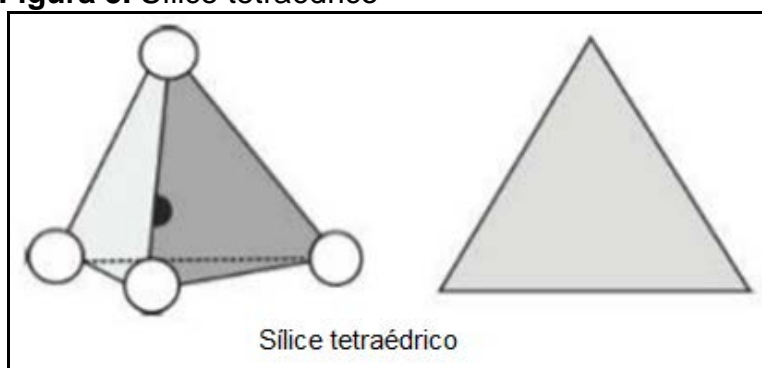
3.1 MINERALOGÍA DE LAS ARCILLAS

La arcilla es una parte activa de todo el sistema de perforación, ya sea por ser añadida intencionalmente o por entrar en el lodo como contaminante importante mediante la dispersión de los sólidos de perforación. En cualquier caso, es necesario conocer muy bien las propiedades y comportamientos de las arcillas para poder controlar correctamente los fluidos de perforación.

Los minerales arcillosos son minerales de silicato aluminico, 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 capas formadas por capas de sílice y alúmina. Otros elementos que mayormente la componen son, oxígeno, calcio, hidrogeno, magnesio, sodio, hierro y potasio.

La estructura de las arcillas está formada por dos bloques básicos, una capa tetraédrica formada por tetraedros SiO_4 y una capa octaédrica de aluminio. En la **Figura 5** se observa como el átomo de silicio se ubica en el centro del tetraedro de silicio y en la **Figura 6** los octaedros comparten aristas, con grupos (OH) o con átomos de oxígeno en los vértices.

Figura 5. Sílice tetraédrico

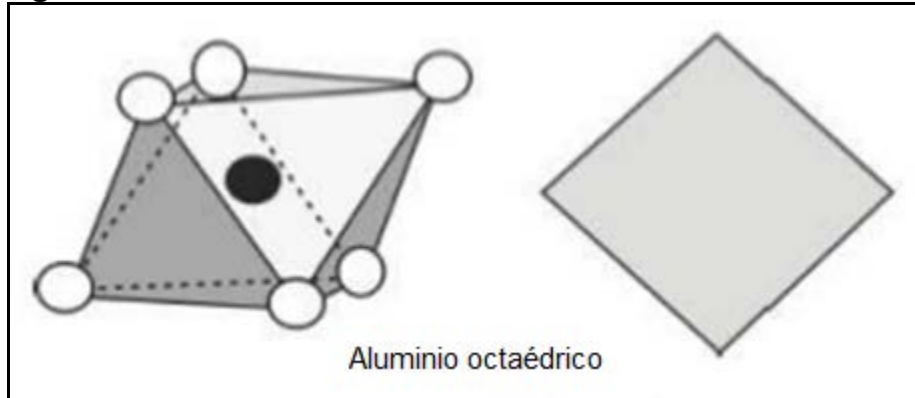


Fuente: SOCORRO, Gabriel. Definición, composición y funciones de los fluidos de perforación. Catedra fluidos de perforación, Universidad De América. Diapositiva 28. [Citado Febrero 8, 2016]. Disponible en la web: <http://es.slideshare.net/gabosocorro/lab-lod-y-cem-clase-1>

“La mayoría de los minerales arcillosos tienen una morfología laminar. Según las unidades repetidas de la estructura, los minerales arcillosos también se pueden

clasificar de acuerdo a la relación de capas de sílice a capas de alúmina, tal como 1:1, 2:1 y 2:2, además de si estos minerales arcillosos son estratificados o en forma de aguja.”⁶²

Figura 6. Aluminio Octaédrico

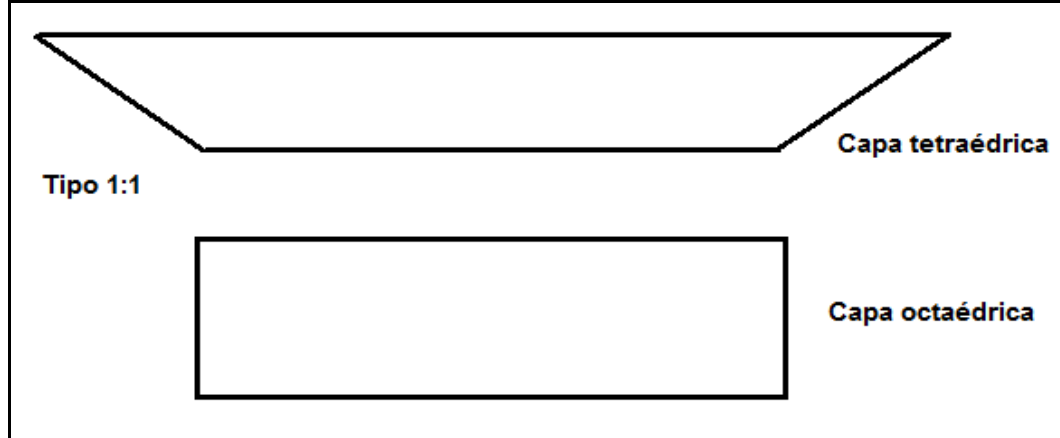


Fuente: SOCORRO, Gabriel. Definición, composición y funciones de los fluidos de perforación. Catedra fluidos de perforación, Universidad De América. Diapositiva 28. [Citado Febrero 8,2016]. Disponible en la web: <http://es.slideshare.net/gabosocorro/lab-lod-y-cem-clase-1>

3.1.1 Tipo 1:1. Las capas en este tipo de estructura tienen balance de cargas y están unidas por balances débiles y la distancia a la que se repite las capas de 7 Å (angstroms), como se muestra en la **Figura 7.**

⁶² INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO , Op., Cit., p.127.

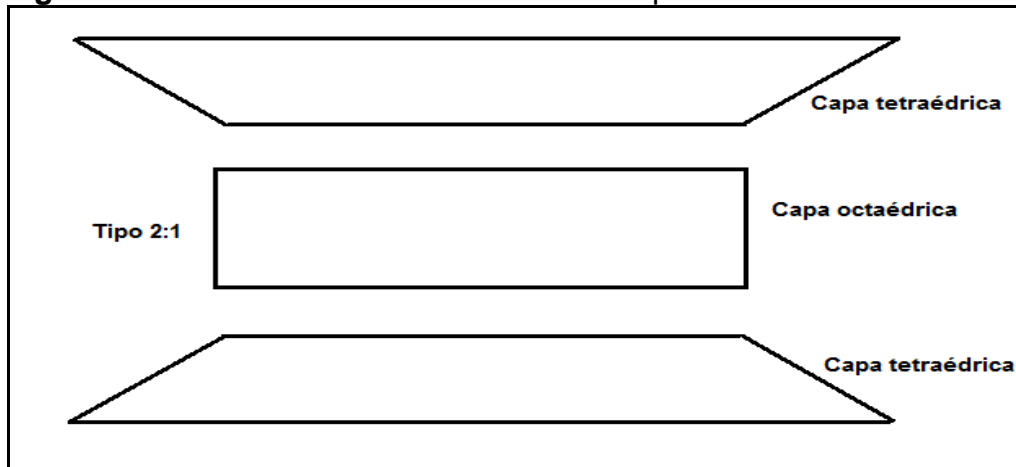
Figura 7. Estructura de minerales arcillosos tipo 1:1



Fuente: UNIOVI. 7.5 Filiosolicatos. Figura 1:1. [Citado Febrero 2,2016]. Disponible en la web:http://ocw.uniovi.es/pluginfile.php/678/mod_resource/content/1/1C_C11812_A/mineralogia/7/5.htm Modificado por los autores.

3.1.2 Tipo 2:1. La distancia de repetición de las capas es de 10 Å (angstroms), tal cual se observa en la **Figura 8**, la unidad estructural consta de tres capas, una octaédrica entre dos tetraédricas. Estas capas se encuentran unidas por iones alcalinos monovalentes (Na^+ , K^+) mediante enlaces débiles.

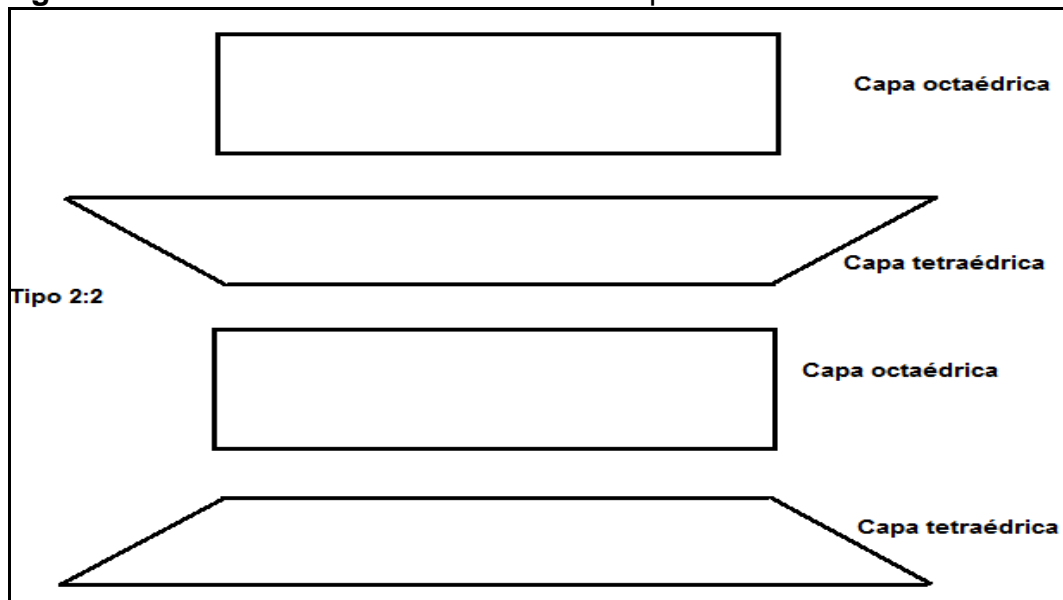
Figura 8. Estructura de minerales arcillosos tipo 2:1



Fuente: UNIOVI. 7.5 Filiosolicatos. Figura 2:1. [Citado Febrero 2,2016]. Disponible en la web:http://ocw.uniovi.es/pluginfile.php/678/mod_resource/content/1/1C_C11812_A/mineralogia/7/5.htm Modificado por los autores.

3.1.3 Tipo 2:1:1. La distancia de repetición de las capas es de 14 Å (angstroms), la unidad estructural incluye cuatro capas, una octaédrica de brucita y otra octaédrica de gibbsita o brucita entre dos tetraédricas, (ver **Figura 9**).

Figura 9. Estructura de minerales arcillosos tipo 2:2



Fuente: UNIOVI. 7.5 Filiosilicatos. Figura 2:2 [Citado Febrero 2,2016]. Disponible en la web:http://ocw.uniovi.es/pluginfile.php/678/mod_resource/content/1/1C_C11812_A/mineralogia/7/5.htm Modificado por los autores.

En la industria de fluidos de perforación, ciertos minerales arcillosos tales como la esmectita, uno de los principales componentes de la bentonita, son usados para proporcionar viscosidad, estructura de gel y control de filtrado. Las arcillas de la formación se incorporan inevitablemente en el sistema de fluido de perforación durante las operaciones de perforación y pueden causar varios problemas. Por lo tanto, los minerales arcillosos pueden ser beneficiosos o dañinos para el sistema de fluido.⁶³

3.2 CICLO GEOLÓGICO DE LAS ARCILLAS

A continuación se describe brevemente la transformación y proceso por el cual pasan comúnmente las arcillas.

3.2.1 Primera etapa. En esta etapa se genera el transporte de las arcillas desde las grandes profundidades de la tierra a la superficie, debido a movimientos tectónicos de fallas geológicas, producidas también por terremotos, estas ocasionan que las rocas que se encuentran en las profundidades de la tierra puedan emerger a la superficie.

3.2.2 Segunda etapa. Las condiciones climáticas afectan las partes cementantes que mantienen unidas a las partículas finas provocando su fatiga por calentamiento y enfriamiento continuo hasta romperlas y separarlas de las rocas

⁶³ Ibid., p. 127.

grandes, lo que genera erosión o degradación de la roca.

3.2.3 Tercera etapa. Las partículas pequeñas que han logrado emerger a superficie son transportadas por ríos hasta cuencas sedimentarias donde se depositan. De acuerdo al medio por el que circulan, las arcillas pueden cambiar su estructura cristalina debido a la interacción química que pueden sufrir con el medio transportador.

3.2.4 Cuarta etapa. Las arcillas sufren un proceso diagenético en esta etapa en la que sufre un nuevo cambio en su estructura, debido a la deposición de más material que llega a la cuenca sedimentaria y genera un enterramiento de las arcillas.

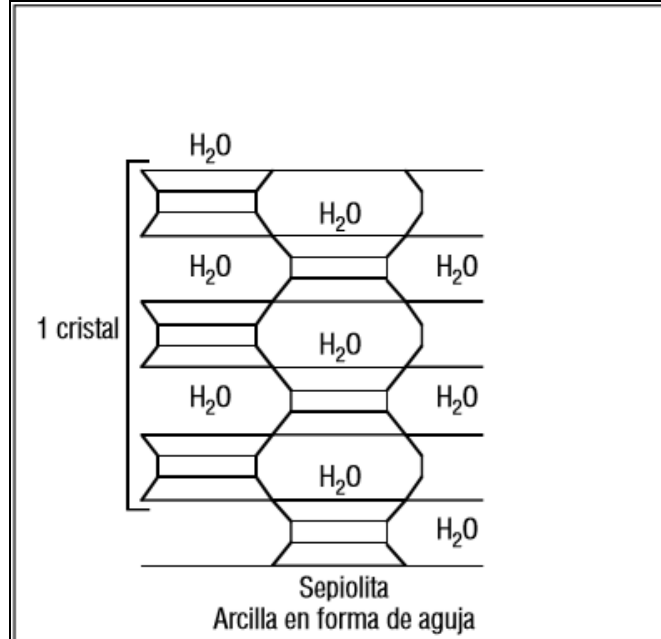
3.2.5 Quinta etapa. Es la etapa de la granitización, las arcillas son transformadas por un proceso de isomorfismo en rocas de granito.

3.3 CLASIFICACIÓN DE LAS ARCILLAS

Debido al poder de reacción química de las arcillas, es decir al poder de desprender o anexar iones en su estructura cristalina, existe un gran número de minerales arcillosos, pero según el manual Energy API, los que interesan en relación con los fluidos de perforación pueden ser clasificados en tres tipos.

3.3.1 Arcillas en forma de aguja no hinchables. Dos ejemplos de este tipo de arcillas son, la atapulguita y la sepiolita. 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. Por este motivo, la atapulguita se usa principalmente como mejorador de viscosidad en los lodos base agua salada, mientras que la sepiolita se usa generalmente como viscosificador suplementario para los fluidos geotérmicos y de alta temperatura. En la **Figura 10** se puede observar la estructura de una sepiolita. Estas arcillas no están casi nunca presentes en las lutitas de las formaciones.

Figura 10. Arcilla en forma de aguja, sepiolita



Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO, ENERGY API. Manual de Fluidos de Perforación.pdf.. Dallas, Texas. Rev. 14/02/2001. p.133. Modificado por los autores

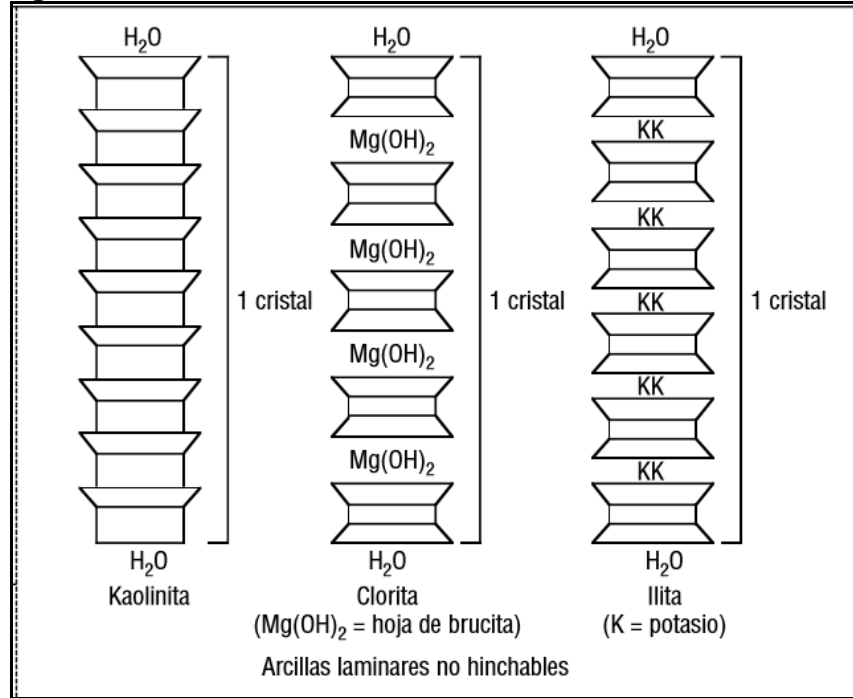
3.3.2 Arcillas laminares no hinchables. También conocidas como arcillas ligeramente hinchables, a este grupo de arcillas pertenecen la illita, kaolinita, y la clorita, (ver **Figura 11**). Estas tienen en común que carecen de capacidad de hinchamiento entre sus capas.

- **Illita.** Arcilla poco expandible de tres capas (Sílice – Aluminio – Sílice). “Pertenece al grupo de minerales conocido como micas. Se encuentra en la mayoría de las lutitas duras y en algunas lutitas "Gomosas"⁶⁴. Se usa en la preparación de los fluidos de perforación base agua, es un mineral que constituye la bentonita.
- **Clorita.** Arcilla de tres capas (Aluminio – Sílice – Aluminio). Se encuentra en lutitas “Gomosas” y en lutitas duras. No es deseable como arcilla para preparar fluidos de perforación. Se encuentran frecuentemente en antiguos sedimentos marinos enterrados a grandes profundidades, no se hinchan en su estructura pura, pero pueden llegar a hincharse ligeramente al ser modificadas.
- **Kaolinita.** Es una arcilla de dos capas (Sílice – Aluminio), sus capas unitarias están fuertemente ligadas mediante enlaces de hidrogeno, lo cual impide la expansión de la partícula ya que el agua no es capaz de penetrar en las capas. La kaolinita se encuentra comúnmente como componente de las rocas

⁶⁴ PDVSA, Fluidos de perforación. Centro internacional de educación y desarrollo pdf. 2002, p.88.

sedimentarias como las lutitas o areniscas. Se usa en la alfarería para fabricar ladrillos.

Figura 11. Arcillas laminares no hinchables

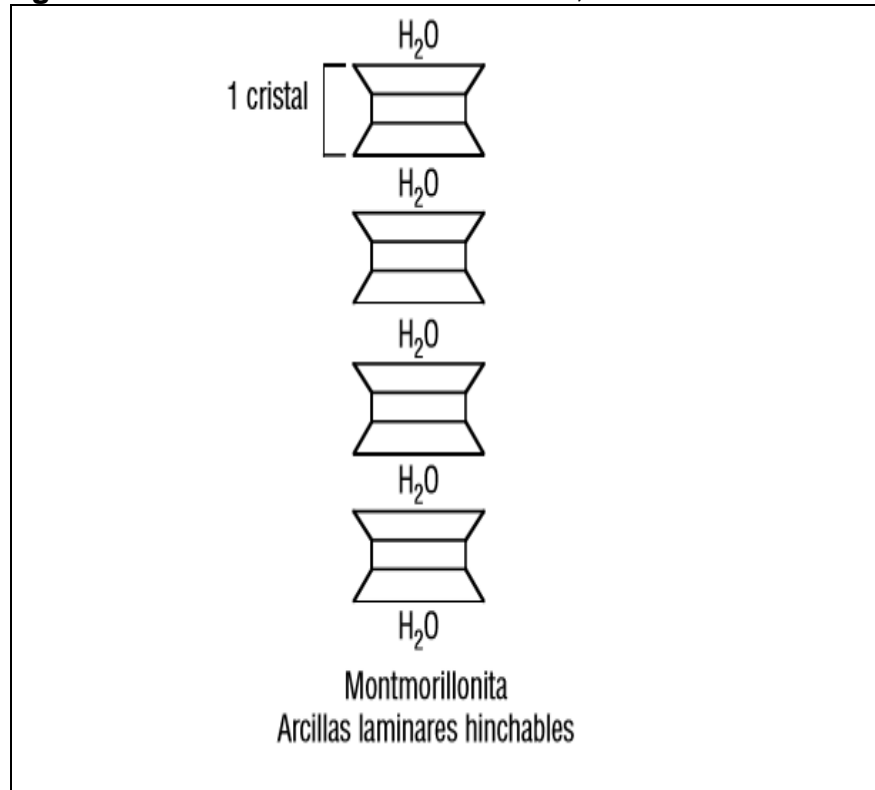


Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO, ENERGY API. Manual de Fluidos de Perforación.pdf.. Dallas, Texas. Rev. 14/02/2001. p.133. Modificado por los autores

3.3.3 Arcillas laminares muy hinchables. Conocidas también como el grupo de las esmectitas, (ver **Figura 12**), están presentes en las formaciones perforadas y se dispersan en cantidades variables dentro del sistema de fluido de perforación. La montmorillonita es la principal arcilla laminar muy hinchable, compuesta por tres capas (Sílice – Aluminio – Sílice). Según el Instituto Americano del petróleo⁶⁵, existe una gran variedad de arcillas tipo montmorillonita, por lo cual se utiliza el nombre montmorillonita como nombre de grupo que incluye muchas estructuras minerales específicas. La montmorillonita cálcica por ejemplo se encuentra presente generalmente en las lutitas ya que está en equilibrio con el agua de la formación, comúnmente rica en calcio. Otra clase de montmorillonita, es la montmorillonita sódica, la cual puede ser añadida a un lodo para aumentar la viscosidad y reducir el filtrado de un fluido. La propiedad que identifica este grupo de arcillas es la capacidad de hinchamiento que posee entre capas.

⁶⁵INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO , Op., Cit., p.128.

Figura 12. Arcillas laminares hinchables, montmorillonita



Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO, ENERGY API. Manual de Fluidos de Perforación.pdf.. Dallas, Texas. Rev. 14/02/2001. p.133. Modificado por los autores

En la **Figura 13** se encuentra un resumen de las propiedades de los minerales arcillosos más comunes que existen.

Figura 13. Propiedades de minerales arcillosos más comunes

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: INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO, ENERGY API. Manual de Fluidos de Perforación.pdf. Dallas, Texas. Rev. 14/02/2001. p.132.

3.4 PROPIEDADES DE LAS ARCILLAS.

Cada tipo de arcilla cuenta con características diferentes, de acuerdo a algunas propiedades que son área de estudio de los investigadores. Las principales propiedades son las siguientes.

3.4.1 Capacidad de intercambio catiónico (CEC). La capacidad de intercambio catiónico es el efecto resultante de que los cationes que componen cada átomo se adsorban entre sí en la superficie o en los espacios interlaminares entre las capas unitarias, los cuales se denominan cationes intercambiables de la arcilla.

“La cantidad de cationes por peso unitario de la arcilla es medida y registrada como la CEC (capacidad de intercambio catiónico). La CEC está expresada en miliequivalentes por 100 g de arcilla seca (meq/100 g).”⁶⁶

La capacidad de intercambio catiónico se puede definir también, como la suma de todos los cationes de cambio que un mineral puede adsorber a un determinado pH. Es equivalente a la medida del total de cargas negativas del mineral. Estas cargas negativas pueden ser generadas de tres formas diferentes; sustituciones isomórficas dentro de la estructura, el cual es conocido como carga permanente y supone el 80 por ciento de la carga neta de la partícula, además es independiente de las condiciones de pH y de la actividad iónica. Y otras dos formas que son los enlaces insaturados en los bordes y superficies externas, y la disociación de los grupos hidroxilos accesibles. Estas corresponden a bordes cristalinos,

⁶⁶ Ibid., p. 133.

químicamente activos, representan el 20 por ciento de la carga total de la lámina y varían en función del pH y la actividad iónica.

Una manera de determinar la capacidad de intercambio catiónico es realizando la prueba de azul de metileno, durante esta prueba se mide la capacidad de intercambio de azul de metileno de todos los minerales de arcilla presentes en el fluido. Esta prueba arroja como resultado una estimación de la cantidad de bentonita y sólidos presentes en el fluido de perforación.

En la **Figura 14** se muestra la capacidad de intercambio catiónico de las principales arcillas

Figura 14. CEC arcillas más comunes

Arcilla	CEC (meq/100g)
Esmectita	80-150
Ilita	10-40
Clorita	10-40
Kaolinita	3-10

Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO, ENERGY API. Manual de Fluidos de Perforación.pdf.. Dallas, Texas. Rev. 14/02/2001. p.136. Modificado por los autores.

3.4.2 Superficie específica. La superficie específica o área superficial de una arcilla se define como el área de la superficie externa más el área de la superficie interna (en el caso de que esta exista) de las partículas constituyentes, por unidad de masa, expresada en metros cuadrado por gramos (m^2/g).

“Las arcillas poseen una elevada superficie específica, muy importante para ciertos usos industriales en los que la interacción sólido-fluido depende directamente de esta propiedad.”⁶⁷

A continuación se muestran algunos ejemplos de superficies específicas de arcillas:

- Kaolinita de baja cristalinidad hasta $50 m^2 /g$
- Kaolinita de elevada cristalinidad hasta $15 m^2 /g$

⁶⁷ UNIOVI, Propiedades de las arcillas, Lección 3, cerámicas. Pdf. p.1. [citado febrero 11,2016]. Disponible en la web: <http://www6.uniovi.es/usr/fblanco/Leccion3.PropiedadesArcillas.pdf>

- Hallosita hasta 60 m² /g
- Illita hasta 50 m² /g
- Montmorillonita 80-300 m² /g
- Sepiolita 100-240 m² /g
- Paligorskita 100-200 m² /g

3.4.3 Capacidad de adsorción. Según Uniovi⁶⁸, algunas arcillas encuentran su principal campo de aplicación en el sector de los absorbentes ya que pueden absorber agua u otras moléculas en el espacio interlamilar (esmeclitas) y/o en los canales estructurales (sepiolita y paligorskita).

Ya que las arcillas son láminas coloidales cargadas en agua, la presencia de sales disueltas (iones) en agua y otros coloides cargados (lignosulfonatos) afectan el comportamiento de la arcilla. El agua tiene la fórmula molecular H₂O que tienen los mismos dos elementos de la superficie de las arcillas. Por lo tanto, el agua y la arcilla son muy compatibles y forman enlaces débiles entre el agua y la superficie de sílice. El tamaño y la forma de las moléculas de agua también son perfectos para el encaje exacto del agua en la lámina de sílice.

Cuando las arcillas se ponen en contacto con el agua, la mayoría adsorben algo de agua entre las láminas y se hinchan. Las arcillas, como la bentonita adsorben tanta agua que las láminas son capaces de separarse completamente unas de otras. Esta fuerte atracción de algunas arcillas por grandes volúmenes de agua, es causado por los cationes en las láminas de arcilla, estos iones atraen fuertemente al agua. Por otra parte, si el agua contiene sales disueltas, la adsorción de agua por la arcilla disminuye. Es por esto que la bentonita no se dispersa (rinde) tan bien en agua salada como en agua dulce. Los lignosulfonatos que son polímeros complejos, tienen grupos positivos y negativos. Pueden actuar como adelgazadores para prevenir la floculación de la arcilla, debido a que las cargas eléctricas de la arcilla son neutralizadas por la porción opuestamente cargada de los lignosulfonatos. De esta manera, los lignosulfonatos previenen la atracción y la floculación de la arcilla.⁶⁹

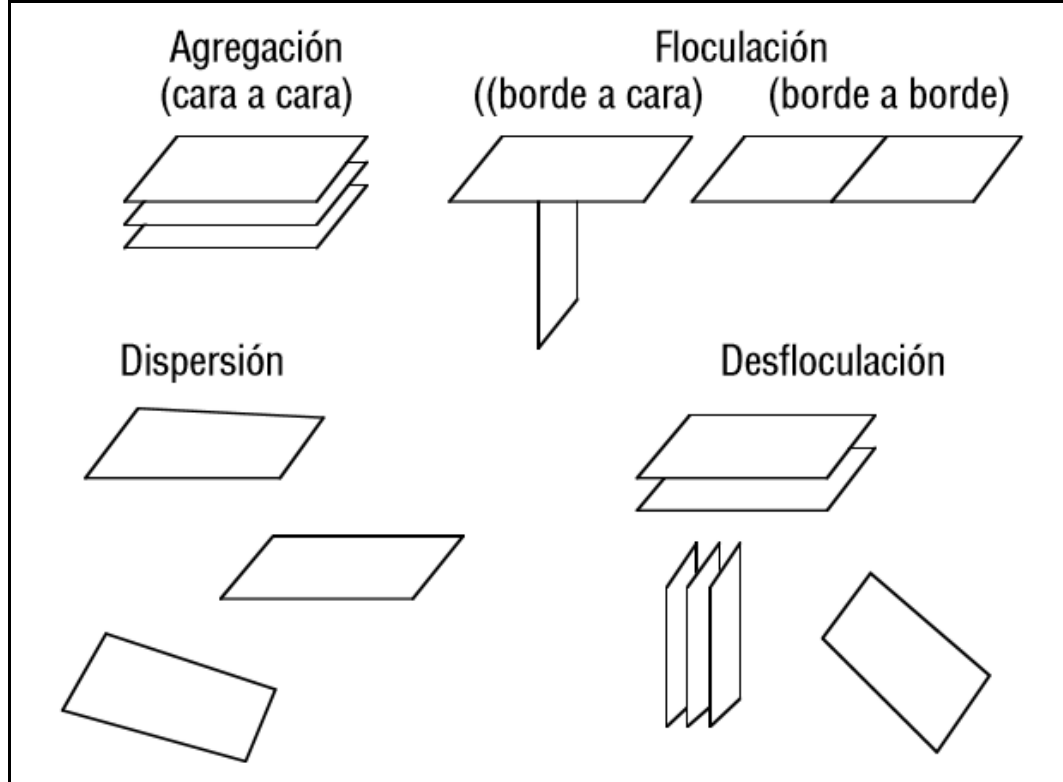
Las kaolinitas y cloritas, por su baja carga, influyen mucho menos al agua. Las illitas son intermedias, ya que generalmente presentan interstratificación.

3.4.4 Tipos de Asociación de las partículas de arcilla. Al encontrarse en solución, las partículas de arcilla pueden distribuirse de diferentes maneras, dando lugar a diferentes tipos de asociación como lo muestra a continuación en la **Figura 15.**

⁶⁸ Ibid., p. 2.

⁶⁹ RAUSSEO, Br. Op., Cit., p.21.

Figura 15. Asociación de las partículas de arcilla



Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO, ENERGY API. Manual de Fluidos de Perforación.pdf.. Dallas, Texas. Rev. 14/02/2001. p.138. Modificado por los autores.

3.4.4.1 Agregación. Indica la asociación de plaquetas individuales de arcilla (de enlace de cara a cara) para formar una pila o una columna. Resulta en la formación de láminas o paquetes más gruesos. Esto reduce el número de partículas y causa una reducción de la viscosidad plástica y un aumento en la filtración. La agregación puede ser causada por la introducción de cationes divalentes, tales como Ca^{2+} , en el fluido de perforación. Esto podría resultar de la adición de cal o yeso, o de la perforación de anhidrita o cemento. Después del aumento inicial, la viscosidad disminuirá con el tiempo y la temperatura, hasta llegar a un valor inferior al valor inicial.

3.4.4.2 Floculación. Las partículas de arcilla suspendidas en agua llevan cargas positivas y negativas se superficie. En soluciones alcalinas, las cargas positivas predominan en los bordes de las partículas de arcilla, mientras las cargas negativas predominan en las caras. Esta distribución de las cargas permite que se desarrolle una estructura reversible de gel borde a borde y/o borde a cara, este fenómeno es llamado floculación. Esto causa un aumento de la viscosidad, gelificación y filtrado. La severidad de este aumento depende de las fuerzas que actúan sobre las partículas enlazadas y del número de partículas disponibles para ser enlazadas. Cualquier cosa que aumenta las fuerzas repulsivas entre las partículas o causa la contracción de la película de agua adsorbida, tal como la

adición de cationes divalentes o las temperaturas elevadas, puede fomentar la floculación. Los agentes adelgazantes minimizan el desarrollo de este tipo de estructura.

3.4.4.3 Dispersión. Es la reacción contraria a la agregación, cuando la fuerza de atracción existente entre las capas de arcilla se debilita, producto de la hidratación, tienden a separarse de forma individual de la partícula de arcilla. Este efecto se conoce con el nombre de dispersión. Al ocurrir la dispersión existe un aumento en el número de partículas y por lo tanto un aumento en el área superficial, lo cual lleva a un aumento en la viscosidad. La dispersión puede lograrse: permitiendo la hidratación de las partículas de arcilla en agua; cortando mecánicamente las partículas en suspensión o usando químicos para acelerar la subdivisión de las partículas.

El grado de dispersión depende del contenido de electrolitos en el agua, del tiempo, de la temperatura, de los cationes intercambiables en la arcilla y de la concentración de arcilla. La dispersión es más importante cuando la salinidad es más baja, los tiempos más altos, las temperaturas más altas y la dureza más baja. Entre los agentes adelgazantes efectivos se encuentran, los fosfatos, lignosulfonatos y lignitos. Una característica común de los agentes adelgazantes es su carácter anicónico. Los adelgazantes cargados negativamente son atraídos a los sitios de carga positiva en las arcillas. Como resultado hay una reversión de carga en los bordes. Las partículas de arcilla ahora se mantienen suspendidas debido a los efectos repulsivos de los iones alrededor de las partículas. Este método de reducir la viscosidad de los fluidos de perforación, y también la resistencia de gel, es muy efectivo. Solamente pequeños niveles de adelgazantes, o dispersantes se requieren a bajas temperaturas para tratar la relativamente pequeña área de las superficies del borde.

3.4.4.4 Desfloculación. Según PDVSA⁷⁰ es la separación de partículas por neutralización de las cargas eléctricas, originada por los lignosulfonatos y lignitos. Las partículas pueden separarse individualmente o en grupos de dos o tres unidades por caras.

La adición de ciertos productos químicos al lodo neutraliza las cargas electroquímicas en las arcillas. Esto elimina la atracción que resulta del enlace borde a borde y/o borde a cara entre las partículas de arcilla. Como la desfloculación causa una reducción de la viscosidad, los productos químicos desfloculantes son frecuentemente llamados diluyentes de lodo. La desfloculación también permite la disposición plana de las partículas de arcilla en el revoque para reducir el filtrado.⁷¹

⁷⁰ PDVSA. Op., Cit., p.85.

⁷¹ INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO. Op., Cit., p.139.

3.4.5 Hidratación. Según Rausseo⁷², es el proceso mediante el cual una arcilla absorbe agua, permitiendo el desarrollo del punto cedente, la resistencia o fuerza de gel y la viscosidad del fluido. 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 esta.”⁷³

Esta adsorción de agua puede tener un espesor de varias capas, esparciendo e hinchando las capas adyacentes de la arcilla. El espesor de la película de agua adsorbida es controlado por el tipo y la cantidad de cationes asociados con la arcilla. El agua que se adsorbe en las grandes superficies planares contiene la mayor parte del agua total retenida por las arcillas hidratables. 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.

La esmectita tiene una capacidad de adsorción de agua mucho más grande que otros minerales arcillosos. Además de adsorber el agua y los cationes en las superficies exteriores, la esmectita adsorbe agua y cationes en las superficies entre las capas de su estructura cristalina.

La hidratación de arcillas puede ocurrir por las siguientes reacciones:

- **Hidratación interlamina, cristalina o superficial.** Ocurre en las superficies externas de las láminas de arcilla por la adsorción del agua a través del ion hidrogenión, el cual neutraliza las cargas negativas excedentes que pueda tener la arcilla debido a la sustitución isomórfica que tienen estas arcillas. Involucra también la adsorción de moléculas de agua en cantidades limitadas, sobre la superficie interna (interbasal) de los minerales de arcilla.
- **Hidratación iónica.** Es la hidratación de los cationes de los estratos intercalados con las superficies cercanas de las moléculas de agua.
- **Hidratación continua (osmótica).** Se relaciona con la adsorción ilimitada en la superficie interna y externa de las partículas. El hinchamiento osmótico ocurre debido a que la concentración de los cationes entre las láminas es mayor que el de la solución. Por lo que el agua es atraída entre las capas aumentando así el espaciamiento.

⁷² RAUSSEO. Op., Cit., p.30.

⁷³ Florez. Op., Cit., p.41-42.

El agua producto de la hidratación, puede ser mantenida por los materiales de arcillas solo a bajas temperaturas relativas y puede ser extraída por calentamiento a temperaturas alrededor de 100° a 150°C. El agua atrapada en las capas de los grupos oxidrilos, se pierde a temperaturas por encima de los 300°C. El agua que se pierde a bajas temperaturas y los factores que controlan sus características son de gran importancia, ya que tienen influencia sobre la plasticidad, unión, compactación, suspensión y otras propiedades de los materiales de arcilla.

El agua que se pierde a bajas temperaturas puede ser clasificada en tres categorías, dependiendo de la relación de sus componentes minerales y de la textura de los materiales, como sigue:

- El agua en los poros, en la superficie y alrededor de los bordes de las partículas de los minerales que componen los materiales de arcilla.
- En el caso de la vermiculita y la montmorillonita, el agua se encuentra entre las capas de dichos minerales. (Esta agua es la que causa el hinchamiento de la montmorillonita).
- El caso de la sepiolita y la atapulguita, el agua se ubica en la abertura tubular entre las unidades de las estructuras elongadas.

La hidratación de las lutitas conducirá principalmente a dos problemas específicos, el hinchamiento, que es la expansión de las arcillas y la dispersión que es la desintegración del cuerpo de las lutitas por el contacto con agua. Debido a que la lutita posee tanto minerales no arcillosos (cuarzo y feldespato) como minerales arcillosos, se producirá una combinación de mecanismos de hidratación en el mismo pedazo de roca. Los minerales no arcillosos no reaccionarán, mientras que la clorita, kaolinita e illita se hidratarán dando problemas de sólidos, la esmectita se hidratará, hinchará y reaccionará con soluciones iónicas.

3.4.6 Hinchamiento lineal. El efecto de hidratación de las arcillas, se refleja en la velocidad de expansión y en el cambio de volumen que experimentan las muestras de lutita al ser sumergidas en agua. Este cambio de volumen medido en una sola dirección y perpendicular al plano basal, es lo que se denomina hinchamiento lineal.

La absorción de agua en el espacio interlaminar tiene como consecuencia la separación de las láminas dando lugar al hinchamiento. Este proceso depende del balance entre la atracción electrostática catión-lámina y la energía de hidratación del catión. A medida que se intercalan capas de agua y la separación entre las láminas aumenta, las fuerzas que predominan son de repulsión electrostática entre láminas, lo que contribuye a que el proceso de

hinchamiento pueda llegar a disociar completamente unas láminas de otras.⁷⁴

La adsorción de agua se mide teniendo en cuenta la expansión de la lutita en función del tiempo de duración de la prueba.

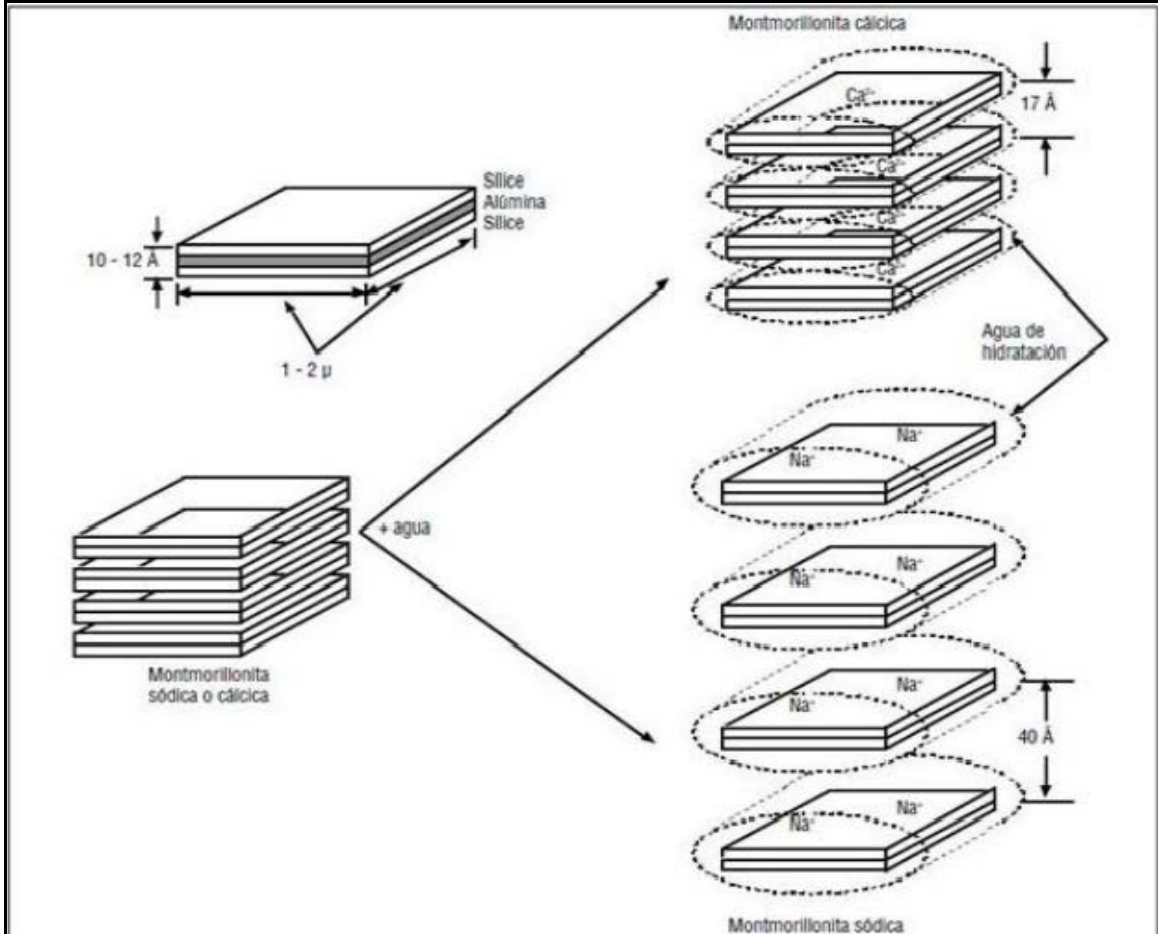
A continuación se compara el hinchamiento para la montmorillonita sódica y cálcica.

La laminilla de arcilla está cargada negativamente y una nube de cationes está relacionada con esta. Si un gran número de estos cationes son sodio, la arcilla será llamada montmorillonita sódica. Si los cationes son principalmente calcio, será llamada montmorillonita cálcica. Según el número de cationes presentes, el espacio entre capas de la montmorillonita seca estará comprendido entre 9.8 Å para la sódica y 12.1 Å para la montmorillonita cálcica 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 absorbe una gran envoltura de agua. Estos fenómenos permiten que las arcillas generen viscosidad.

Como lo muestra la **Figura 16**, las arcillas cálcicas solo se expanden hasta 17 Å, mientras que la sódica se expande hasta 40 Å.

⁷⁴ UNIOVI. Op., Cit., p.3.

Figura 16. Hinchamiento de Arcillas



Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO, ENERGY API. Manual de Fluidos de Perforación.pdf.. Dallas, Texas. Rev. 14/02/2001. p.135.

3.4.7 Plasticidad. La característica física más significativa de las arcillas es la plasticidad, que es la capacidad de deformarse ante un esfuerzo mecánico conservando la deformación al retirarse la carga.

En las arcillas depende fundamentalmente del contenido de agua, si está seca no es plástica, se disgrega, y con exceso de agua se separan las láminas. Depende también del tamaño de partícula y de la estructura laminar. Cuando está convenientemente humedecida puede adoptar cualquier forma. Esta propiedad se debe a que el agua forma una “envoltura” sobre las partículas laminares, produciendo un efecto lubricante que facilita el deslizamiento de unas partículas sobre otras cuando se ejerce un esfuerzo sobre ellas. La elevada plasticidad de las arcillas es consecuencia de su morfología laminar, tamaño de partícula extremadamente pequeño (elevada área superficial) y alta capacidad de

hinchamiento. En general, cuanto más pequeñas son las partículas y más imperfecta su estructura, más plástico es el material.

Las arcillas de acuerdo al grado de plasticidad se clasifican en magras y grasas. Las arcillas grasas son las que poseen una gran plasticidad, incluso para pequeñas humedades, presentan en su constitución una gran concentración de minerales arcillosos y una baja concentración en arenas silíceas. Se moldean con facilidad, pero su gran adherencia impide el desmoldeo correcto del producto moldeado. Por su parte, las arcillas magras son las que poseen una baja plasticidad. Esta plasticidad se puede aumentar con hidróxido, carbonato o silicato sódico, con cal, oxalato y humus. La misma se puede reducir con la utilización de desgrasantes.

3.5 ADITIVOS DE ESTABILIZACIÓN DE LUTITAS

Existen diferentes compuestos que pueden ser añadidos al fluido para mejorar específicas propiedades de las lutitas.

3.5.1 Cloruro de potasio. Según Florez⁷⁵ el cloruro de potasio (KCl) es probablemente el inhibidor conocido por excelencia en la industria petrolera. Su popularidad se deriva principalmente de su habilidad de disminuir la presión de hinchamiento en las arcillas esmectitas.

Las reacciones químicas entre la arcilla y los iones potasio son únicas en comparación con otros iones. La concentración necesaria de KCl depende de la actividad de la lutita en cada caso particular, se debe tener un control de esta ya que si se agregan concentraciones demasiado altas, puede generar efectos no deseados como aumentar los problemas de inestabilidad del pozo. Las viscosidades de las soluciones de KCl son cercanas a las del agua, aún a niveles de saturación de sal. Una de las limitantes de este aditivo es su inhabilidad para prevenir la invasión de filtrado y presión de penetración de lodo en las lutitas.

3.5.2 Cloruro de sodio. A pesar de que el ion sodio no es tan inhibidor como el ion potasio, esta clase de aditivos presenta ciertas ventajas frente al uso de cloruro de potasio, como la generación de presiones osmóticas más altas, producidas por soluciones de cloruro de sodio cercanas a la saturación que cuentan con una viscosidad elevada. Son también más adecuadas para reducir la invasión de filtrado en las lutitas y genera un aumento de la densidad del lodo y una reducción en el punto de congelación de los fluidos base agua.

3.5.3 Cloruros y bromuros de calcio, magnesio y zinc. Comúnmente salmueras concentradas de CaCl_2 , CaBr_2 , ZnCl_2 , MgCl_2 , MgBr_2 Y ZnBr_2 son utilizadas como fluido base para los fluidos de perforación y completamiento de

⁷⁵ Florez. Op., Cit., p.61.

alta densidad y bajo contenido de sólidos. Son adecuados para la perforación de lutitas ya que sus viscosidades de filtrado son altas, las cuales disminuirán el flujo hidráulico.

“Pueden generar presiones osmóticas muy altas, que pueden ser utilizadas para compensar parcialmente el desequilibrio hidráulico del lodo”.⁷⁶

3.5.4 Sales de acetato y formiato. Son sistemas de sal monovalentes que atacan directamente la presión de hinchamiento. Las salmueras de acetato y formiato pueden generar presiones osmóticas muy altas a causa de su viscosidad de filtrado alta. El uso del formiato es más conveniente para perforar lutitas, ya que reduce en gran medida la presión de hinchamiento, el contenido de agua de la lutita y la presión de poro.

Existen diferentes tipos de formiatos de acuerdo a su composición

- **Formiato de sodio.** Puede ser usado en operaciones de rehabilitación y completación que requieren los fluidos con una densidad de hasta 11.0 lb/gal y como líquido base para los fluidos de perforación.

- **Formiato de potasio.** De igual manera al formiato de sodio este puede ser usado en operaciones de rehabilitación y completación que requiere una densidad de hasta 13.2 lb/gal y como líquido base para los fluidos de perforación. El ión de potasio tiene excelentes efectos de estabilización para las arcillas e inhibición del hinchamiento en lutitas. Es considerado un producto de alternativa a las salmueras de cloruro o bromuro.

- **Formiato de cesio.** Presentan una ventaja en la reducción de la corrosión, de igual manera produce buenos efectos de estabilización en los polímeros naturales y produce la inhibición del hinchamiento de las lutitas y la estabilización de las arcillas. Se considera tóxico en operaciones marítimas.

3.5.5 Polímeros funcionalmente catiónicos. Como lo menciona Florez⁷⁷ esta clase de polímeros actúan como inhibidores en los fluidos de perforación base agua y funcionan mediante la adsorción sobre la superficie negativamente cargada de las arcillas. Esta adsorción es manejada por una reacción de intercambio catiónico, a través del cual los cationes intercambiables en las láminas de los minerales arcillosos son reemplazados por el aditivo catiónico. Esta reacción une electrostáticamente las láminas de arcilla, reduciendo enormemente la tendencia de los minerales de arcilla a introducir agua e hincharse o dispersarse en ambientes acuosos.

3.5.6 Polímeros funcionalmente aniónicos. Según Florez⁷⁸ proveen inhibición

⁷⁶ Ibid., p. 62.

⁷⁷ Ibid., p. 64.

⁷⁸ Ibid., p. 65.

mediante la encapsulación de las partículas de lutita y/o reduciendo la actividad de la fase acuosa, limitando así la penetración de agua dentro de las láminas de arcillas.

Los mecanismos de inhibición aniónicos son considerados menos efectivos que el mecanismo de intercambio catiónico que tienen los polímeros funcionalmente catiónicos.

3.5.7 Azúcares y derivados del azúcar. Los sacáridos y polisacáridos son utilizados como viscosificantes de bajo peso molecular y tienen la ventaja de no ser perjudiciales ambientalmente ya que son polímeros derivados de fuentes naturales como plantas, animales y fermentación bacteriana. “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”.⁷⁹

Los aditivos derivados del azúcar, proporcionan propiedades viscosificantes al fluido de perforación, reduciendo el flujo hidráulico del agua y generando presiones osmóticas que pueden ser utilizadas para deshidratar la lutita.

3.5.8 Silicatos. Como lo expresa Florez⁸⁰ son lutitas altamente reactivas son eficiente en la estabilización, pero el difícil control de la reología de estos lodos descontinuó su uso. Investigaciones posteriores mostraron que los silicatos utilizados en conjunto con el ion potasio y polímeros específicos, se combinan en un paquete efectivo de estabilización de lutita, lo cual conllevó a que fueran reintroducidos en la industria petrolera en los 90's.

Son aditivos que logran conformar un lodo económico y ambientalmente benigno, eficiente para la estabilización de lutitas.

A medida que el silicato soluble entra en contacto con la superficie de las lutitas, el pH neutro a ácido de los fluidos de poro y la reacción con los cationes divalentes (Ca²⁺, Mg²⁺) dentro y fuera de la lutita provocará la gelificación del silicato. La barrera formada por silicatos gelificados y precipitados evitara cualquier invasión de filtrado del lodo y de la presión de penetración.

3.6 MECANISMOS DE CARACTERIZACIÓN DE MINERALES

Las arcillas son partículas cuyo tamaño es menor a dos micrones, un cristal de arcilla no puede ser observado a simple vista. Además, la similitud de composición

⁷⁹ Ibid., p. 65.

⁸⁰ Ibid., p. 66.

química entre las distintas especies y amplia variedad hacen que el estudio de las arcillas requiera el uso de técnicas y procedimientos especiales.

Los procedimientos más frecuentes empleados para el estudio de los minerales arcillosos son los siguientes:

- Difracción de rayos X (DRX)
- Análisis térmico diferencial (DTA y Termo gravimétrico TG)
- Análisis químico y de intercambio catiónico
- Análisis de distribución del tamaño de partículas por sedimentación.
- Microscopía electrónica de barrido (SRM) Y DE TRANSMISIÓN (TEM)
- Microscopía óptica de polarización

En este capítulo, se realiza la caracterización de los minerales arcillosos existentes en la segunda sección de 8 ¾ del pozo A del Campo San Roque, ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Para esto, fueron recolectadas 31 muestras de cortes, seleccionadas cada 300 pies a partir de la profundidad inicial de la segunda sección de 8 ¾ que se encuentra a 1.250 pies.

Esta caracterización se hizo con el fin de determinar cuáles son las dos formaciones más reactivas por las que atraviesa el pozo en los 8.750 pies de la sección a evaluar y se llevó a cabo por medio de las pruebas de Difracción de rayos X, Capacidad de Intercambio Catiónico por prueba de Azul de Metileno y Tiempo de Succión Capilar. Una vez identificadas las dos formaciones más reactivas, se realizan pruebas de laboratorio con cortes de perforación proveni

3.6.1 Recolección de muestras y preparación. La recolección y preparación de los cortes de perforación necesarios para poder realizar cada una de las pruebas pertinentes a la caracterización de los minerales arcillosos del pozo A se realizó de la siguiente manera:

- Se recolectaron muestras de todas las formaciones presentes en el área de estudio. El muestreo se realizó cada 300 pies desde 1.250 hasta 10.250 pies y se obtuvo un total de 31 muestras.
- Las muestras fueron empacadas en bolsas herméticas con sello y fueron llevadas hasta el laboratorio, (ver **Figura 17**).
- En el laboratorio, cada una de las muestras fue secada en el horno, (ver **Figura 18**), a una temperatura de 100°C por 24 horas.
- Una vez secadas las muestras, fueron pulverizadas y tamizadas por medio de mallas especiales, (ver **Figura 19**), para su posterior uso en pruebas de laboratorio.

Figura 17. Almacenamiento de cortes de perforación



Fuente: BAROID INDUSTRIAL DRILLING PRODUCTS, Base Toberín – Cundinamarca, Colombia. 2015.

Figura 18. Horno de secado



Fuente: BAROID INDUSTRIAL DRILLING PRODUCTS, Base Toberín – Cundinamarca, Colombia. 2015.

Figura 19. Malla de laboratorio



Fuente: BAROID INDUSTRIAL DRILLING PRODUCTS, Base Toberín – Cundinamarca, Colombia. 2015.

3.6.2 Difracción de rayos X (DRX). La difracción de rayos X (DRX) es una de las técnicas más eficaces para el análisis cualitativo y cuantitativo de fases cristalinas de cualquier tipo de material, tanto natural como sintético. Esta prueba determina los espaciamientos o distancias entre planos repetidos de átomos dentro de una estructura cristalina, es decir, la distancia basal. Cada mineral pertenece a un grupo cristalográfico específico y produce un espectro que es característico de ese mineral.

Debido a la multitud de factores que pueden influir en la identificación de los minerales de arcilla, los tratamientos previos a los que debe someterse una muestra de suelo o yacimiento de arcilla, son fundamentales para el éxito de un análisis difractométrico.

Las principales aplicaciones de la difracción de rayos X son las siguientes:

- Identificación de sustancias cristalinas desconocidas
- Análisis cualitativo y cuantitativo de fases cristalinas
- Caracterización y desarrollo de nuevos materiales
- Control de calidad de materias primas y productos finales.
- Especiación de arcillas
- Determinación de transformaciones de fase
- Determinación de parámetros estructurales
- Determinación del grado de orden estructural

- Detección de imperfecciones cristalinas

“Con este procedimiento, se puede realizar la determinación cuantitativa de los minerales altamente cristalinos, como la arena, rocas carbonáticas y feldspatos. Sin embargo, la cristalinidad de las arcillas puede variar extensamente en cuanto a los límites de exactitud de la determinación de arcillas en las muestras.”⁸¹

Generalmente, la cantidad de arcilla es estimada como se muestra a continuación:

- Trazas – Menos de 1%
- Poca – 1% al 5%
- Moderada - 5% al 10%
- Alta - 10% al 20%

3.6.2.1 Descripción del equipo utilizado. Un difractómetro de rayos X (ver **Figura 20**), consiste de 4 elementos básicos: Un portamuestras, un tubo de rayos X, (el cual es el encargado de generar la radiación con una longitud de onda específica dependiendo de la composición del ánodo: Cr, Fe, Co, Cu, Mo, Ag), un detector de rayos X (El cual recibe los rayos que al interactuar con la muestra cumplen con la ley de Bragg, generando interferencias constructivas) y el goniómetro que controla el ángulo y la trayectoria de los rayos X.⁸²

⁸¹ Rausseo. Op., Cit., p.29.

⁸² Gmas consultores, Difracción de rayos X, servicios. [citado febrero 4,2016]. Disponible en la web: http://gmaslab.com/drx_xrd

Figura 20. Equipo de difracción de rayos X.



Fuente: RAUSSEO, Br. Pruebas de hinchamiento lineal utilizando el aditivo Z-trol 100 como inhibidor de arcillas en fluidos de perforación. Trabajo especial de grado.2002. Caracas, Venezuela. p.54.

3.6.2.2 Descripción de la prueba. Las muestras recolectadas se enviaron a las instalaciones de Halliburton S.A. en Houston, Texas, Estados Unidos en donde se encuentra el equipo de difracción de rayos X y allí se realizó la prueba.

•**Preparación de las muestras.** La preparación de la muestra para el análisis debe incluir los tratamientos para tratar de eliminar agentes contaminantes y componentes amorfos. Ello incluye la eliminación de carbonatos, materia orgánica, óxido de hierro libre, óxidos de manganeso, sílice y alúmina. La eliminación de los agentes cementantes y amorfos es fundamental por varias razones, ya que evitan una dispersión adecuada, reducen la intensidad de las líneas de difracción de los minerales, incrementan la difusión de los rayos X en la muestra analizada y disminuyen la intensidad de luz del haz primario.

Para el desarrollo de la prueba, se tomaron 100 gramos de la muestra y se trituraron hasta un tamaño inferior a los 2 mm. Posteriormente se secaron en el horno hasta alcanzar un grado de humedad en torno al 10%. Tras homogeneización y cuarteo de la muestra seca y triturada, se separaron cinco gramos y se tamizaron hasta tamaños inferiores a las 45 micras.

•**Análisis difractométrico.** Con la muestra obtenida a partir del proceso anterior realizó un difractograma de rayos X de "polvo total", el cual consiste en colocar todas las partículas obtenidas sobre un portamuestras, de modo que la superficie de polvo quede plana y tangente al plano del portamuestras. A partir del cual se

estableció la composición mineralógica cualitativa, caracterizándose todos los minerales presentes en la misma.

•**Cuantificación.** El procedimiento de cuantificación se da por medio de algoritmos, que se realizan en un software que tiene como principio el método Rietveld,

Este método consiste en ajustar un modelo teórico a un patrón experimental de difracción de rayos X utilizando el método de mínimos cuadrados, hasta obtener el mejor ajuste entre ambos. El patrón de difracción calculado se basa en un modelo que incluye aspectos estructurales (grupo espacial, átomos en la unidad asimétrica, factores térmicos, etc), microestructurales (concentración, tamaño de cristal, microdeformaciones), e instrumentales (anchura a la altura media del pico de difracción causada por el instrumento, anchura de las rejillas (slits) utilizadas en la medición, tamaño de la muestra irradiada, penetración del haz de rayos-X en la muestra, etc.)⁸³

La intensidad de un pico de difracción de rayos-X se calcula empleando la siguiente **Ecuación 3**.

Ecuación 3. Intensidad de un pico de Difracción de rayos X

$$Y_{i,c} = \sum_j y_{i,j} = \sum_j S_j \sum_K L_{k,j} F_{k,j}^2 \phi_{k,j}(2\theta_i - 2\theta_{k,j}) P_{k,j} A + y_{b,j}$$

Fuente: RAMON, Luisa M. Introducción al Método Rietveld. Centro de Investigación en Energía Universidad Nacional Autónoma de México. Septiembre de 2007. p.7.

Dónde:

- $Y_{i,c}$ es la intensidad calculada en el punto i del patrón de difracción
- $Y_{i,j}$ es la intensidad en el punto i del patrón de difracción debido a la fase j
- S_j es el factor de escala correspondiente a la fase j
- K_j representa los índices de Miller que producen la difracción para la reflexión de Bragg de la fase j
- $L_{k,j}$ representa los factores de Lorentz, polarización y factor de multiplicidad
- $F_{k,j}^2$ es el Factor de estructura de la fase j
- $\Phi_{k,j}$ ($2\theta_i - 2\theta_{k,j}$) es la función que describe el perfil del pico de difracción centrado en el ángulo de Bragg $2\theta_{k,j}$ de la fase j
- $P_{k,j}$ es la función que describe la orientación preferencial cuando los cristales de la fase j no se encuentran en forma aleatoria.

⁸³ RAMON, Luisa M. Introducción al Método Rietveld. Centro de Investigación en Energía Universidad Nacional Autónoma de México. Septiembre de 2007. p. 6.

A factor de absorción el cual depende del espesor de la muestra y de la geometría del equipo de difracción.

$Y_{b,i}$ es la intensidad del fondo en el punto $2\theta_i$ del patrón de difracción.

3.6.2.3 Análisis de resultados. Con el análisis cuantitativo, se caracterizaron los minerales de cada una de las muestras de acuerdo a la cantidad aproximada del material que lo compone. En la **Tabla 3** se exponen los porcentajes de los materiales que se encontraron en las muestras evaluadas y con base en el porcentaje de arcilla presente se halló la capacidad de intercambio catiónico que posee el material.

Tabla 3. Resultados cuantitativos de las muestras del pozo A del Campo San Roque

Formación	Profundidad (pies)	% Cuarzo	% Microline	% Albita	% Calcita	% Dolomita	% Silderita	% Pirita	% Arcilla (Esmectita, clorita, illita, kaolinita)	CEC, meq/100 g
REAL	1250	27	12	11	5	1	--	--	44	30
	1550	30	7	8	3	1	--	--	51	38
	1850	33	9	11	9	1	--	--	37	32
	2150	36	7	7	4	1	--	--	45	33
	2450	32	6	9	1	1	--	--	51	32
	2750	51	8	13	3	1	--	--	24	22
	3050	35	5	17	2	1	--	--	40	25
	3350	43	9	18	4	1	--	--	25	16
	3650	27	6	14	9	1	--	--	43	22
	3950	20	2	5	3	1	--	--	69	34
	4250	23	6	10	1	1	--	--	59	31
	4550	32	4	9	3	1	--	--	51	29
	4850	26	9	6	1	1	--	--	57	30
	5150	22	11	14	2	1	--	--	50	25
	5450	52	9	14	1	1	--	--	23	16
5750	56	6	14	1	1	--	--	22	16	
DISCORDANCIA MIOCENO	6050	61	4	9	1	--	--	--	25	15
DISCORDANCIA EOCENO	6350	41	1	1	1	--	--	--	56	13
COAL	6650	62	5	3	1	--	1	--	28	11
	6950	42	1	6	2	--	1	--	48	13
	7250	40	1	2	1	--	1	3	52	16

Tabla 3. (Continuación)

Formación	Profundidad (pies)	% Cuarzo	% Microline	% Albita	% Calcita	% Dolomita	% Silderita	% Pirita	% Arcilla (Esmectita, clorita, illita, kaolinita)	CEC, meq/100 g
COAL	7550	36	5	4	1	--	--	--	54	20
	7850	30	1	6	4	--	--	--	59	20
	8150	32	2	3	3	--	--	1	59	20
	8450	33	1	4	1	--	--	3	58	20
	8750	37	1	3	1	--	--	--	58	20
LISAMA A1	9050	29	1	4	1	--	--	2	63	24
LISAMA A2	9350	39	1	4	3	--	--	--	53	20
LISAMA B1-B2-B3	9650	30	1	2	2	--	1	--	64	23
LISAMA C	9950	23	1	2	2	--	2	2	68	24
LISAMA E	10250	23	1	2	10	--	--	2	62	20

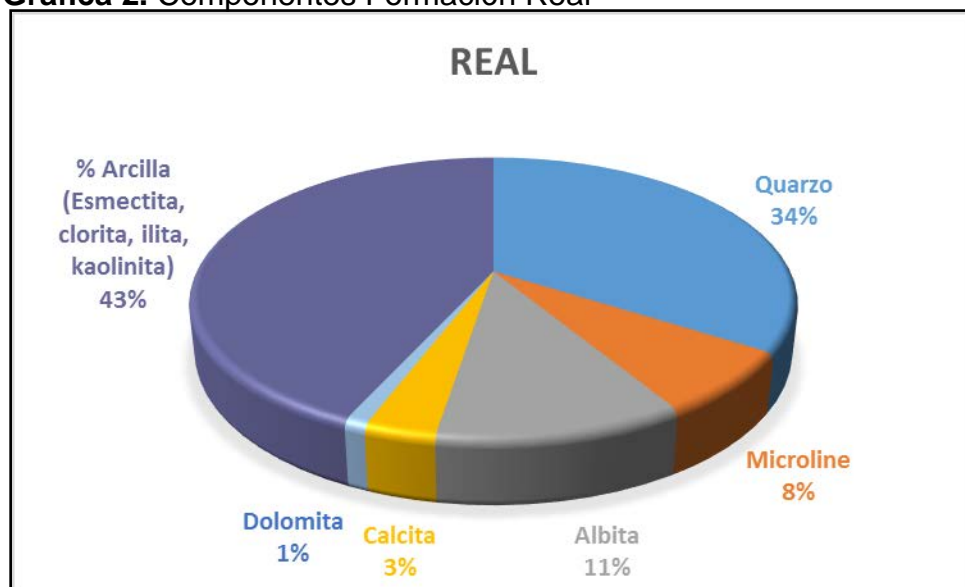
Fuente: HALLIBURTON. Halliburton technology-analytical services. 2015.WORD.San Roque Cuttings samples for XRD and CEC Analysis Project No: 10124-HTC, 8 MaYO,2015. p. 2-4.Halliburton S.A. Modificado por el autor

Con base en la información obtenida en la **Tabla 3**, se clasificaron los materiales que componen cada muestra y su capacidad de intercambio catiónico según a la formación geológica en la que se encuentran ubicados.

A continuación se presenta una serie de graficas correspondientes a cada formación geológica por la que atraviesa el pozo A con sus respectivos componentes mineralógicos.

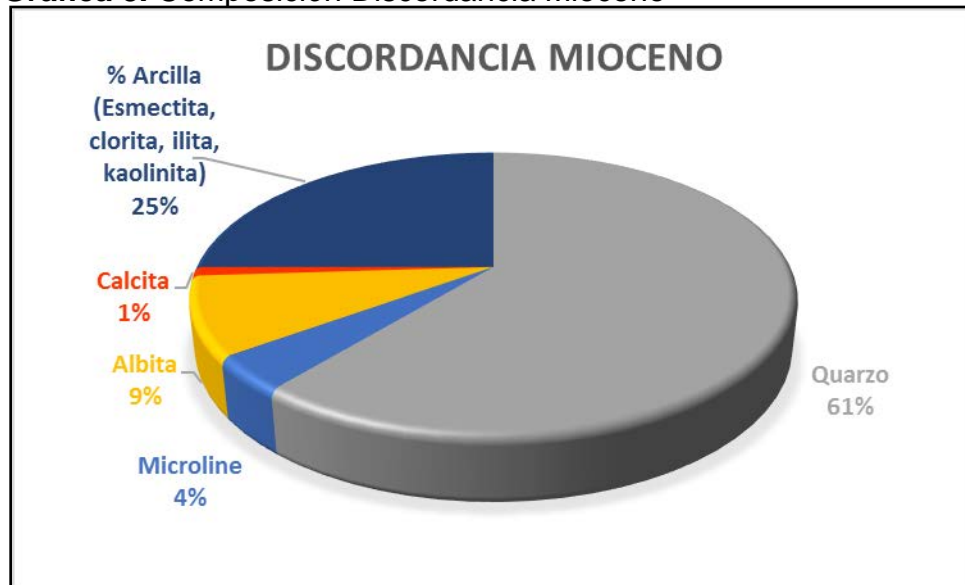
En la **Gráfica 2** se observa que la formación Real está compuesta por un 43% de arcilla, 34% de Cuarzo, 11% de Albita, 8% de Microline, 3% de Calcita y 1% de Dolomita

Gráfica 2. Componentes Formación Real



En la **Gráfica 3** se muestra como la formación Discordancia Mioceno se encuentra compuesta por 61% de cuarzo, 25% de arcilla, 9% de albita, 4% de Microline y 1% de Calcita

Gráfica 3. Composición Discordancia Mioceno



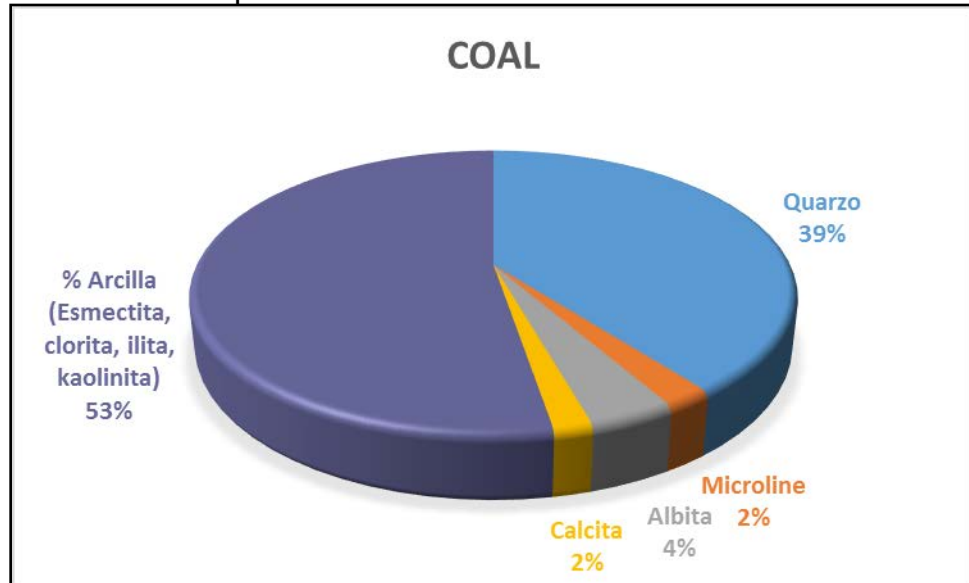
En la **Gráfica 4** Se observa que la gran mayoría, el 56% de los componentes de la Discordancia Eoceno son arcillas, el 41% cuarzo, 1% de Calcita, 1% de Albita y 1% de Microline.

Gráfica 4. Composición Discordancia Eoceno



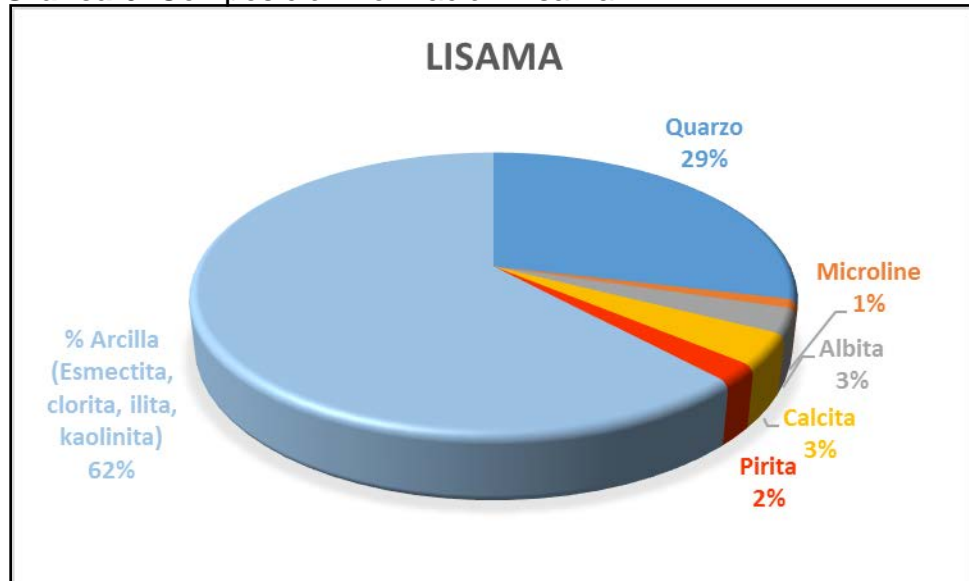
En la **Gráfica 5** se representa la Formación Coal, la cual está compuesta por un 53% de minerales arcillosos, 39% de cuarzo, 4% de Albita, 2% de microline y 2 % de Calcita

Gráfica 5. Composición Formación Coal



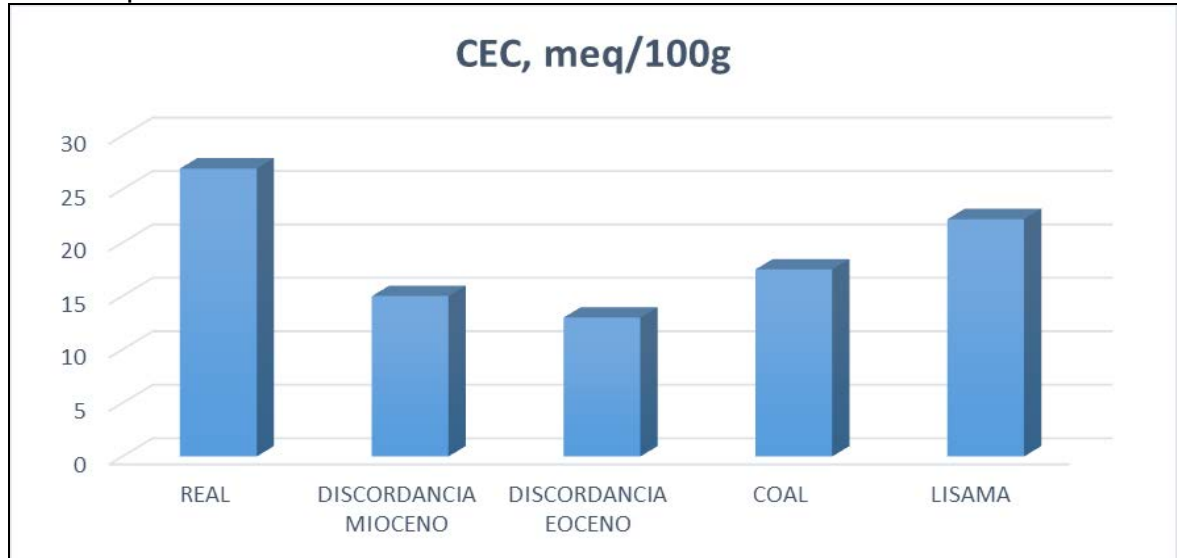
En la **Gráfica 6** se puede ver como la Formación Lisama se encuentra compuesta en un 62% de minerales arcillosos, un 29% de cuarzo, 3% de Calcita, 3% de Albita, 2% de pirita y 1% de Microline

Gráfica 6. Composición Formación Lisama



Teniendo claro el porcentaje de arcilla presente en cada formación, en la **Gráfica 7** se enseñan las respectivas capacidades de intercambio catiónica (CEC) presentes en las muestras.

Gráfica 7. Capacidad de Intercambio Catiónico según las formaciones del Campo San Roque



De las cinco formaciones analizadas, se encontró que según la capacidad de intercambio catiónico obtenida por difracción de rayos X, las dos formaciones más reactivas son Real y Lisama.

3.6.3 Tiempo de succión Capilar. El equipo de CST mide el tiempo que tarda una determinada cantidad de agua de una lechada en trasladarse radialmente entre dos electrodos sobre el papel de filtro poroso grueso. El ensayo CST mide las propiedades hidratantes y de dispersión de las lutitas por simulación de las fuerzas cortantes y químicas presentes durante la perforación. Para el ensayo CST, el contenido de sólidos en las lutitas y el tiempo de mezclado son mantenidos constantes, mientras que las características químicas tales como el pH y la salinidad se hacen variar.

El tiempo registrado está directamente relacionado al potencial de hinchamiento de la muestra, entre más alto el tiempo, más alto es el potencial de hinchamiento. Este tiempo se puede reducir con la adición de un inhibidor.

3.6.3.1 Procedimiento de la prueba. Inicialmente, se verifica que se encuentren todos los materiales necesarios para el correcto desarrollo de la prueba, en este caso son:

- Equipo de CST
- Agitador Hamilton
- Agua destilada
- Cortes de perforación
- Papel filtro 3 ½ pulgadas
- Jeringa

Una vez confirmada, la totalidad y el adecuado estado de los materiales, se procede a realizar la prueba. A continuación se describe un paso a paso de la prueba de Tiempo de Succión Capilar:

- Se limpia y seca el cabezal de ensayo del equipo de CST
- Realizar el montaje del dispositivo de CST Pesar 2gr de contenido de sólidos de lutitas y mezclar en el agitador con 24ml de agua destilada por dos minutos
- Cerciorarse que el contador del equipo de CST se encuentra en cero y tomar 4ml de la mezcla, verter el fluido con la ayuda de la jeringa dentro del bloque cilíndrico
- Los líquidos de la muestra son absorbidos por el papel de filtro, en una trayectoria circular de diámetro creciente.
- Cuando la trayectoria del líquido alcance el primer par de contactos, el dispositivo empezará a realizar el conteo del tiempo de succión capilar
- Cuando el líquido alcanza el tercer contacto, el contador se detendrá, tomar nota de este tiempo que representarán el tiempo de succión capilar en segundos
- Remover cuidadosamente la parte superior del cabezal de ensayo y descartar el papel filtro.
- Lavar y secar minuciosamente el cabezal de ensayo ya que cualquier humedad existente al momento de realizar otra prueba afectará las lecturas de CST.
- Repetir la prueba y si se observa que hay una diferencia inferior al 20% promediar los dos resultados, de lo contrario repetir una tercera vez el procedimiento.

3.6.3.2 Análisis de resultados. La prueba se realizó con cada una de las muestras recolectadas, en donde se halló el Tiempo de Succión Capilar para cada caso en segundos, de esta manera se pudo conocer cualitativamente la reactividad frente al posible hinchamiento de cada muestra (ver **Tabla 4**), teniendo en cuenta que a mayor tiempo mayor reactividad de los minerales arcillosos de la muestra.

Tabla 4. Resultados cuantitativos y cualitativos CST

Formación	Profundidad (pies)	Tiempo promedio CST Segundos	Reactividad
REAL	1.250	451,9	Alta
	1.550	453,5	Alta
	1.850	486	Alta
	2.150	441,6	Alta
	2.450	441,5	Alta
	2.750	349,7	Media
	3.050	343,35	Media
	3.350	276,6	Baja
	3.650	300,2	Media
	3.950	492,6	Alta
	4.250	385,8	Alta
	4.550	348,95	Media
	4.850	327,35	Media
	5.150	320,5	Media
	5.450	275,55	Baja
5.750	230,8	Baja	
DISCORDANCIA MIOCENO DISCORDANCIA EOCENO	6.050	220,35	Baja
	6.350	200,78	Baja
	6.650	147,8	Baja
COAL	6.950	160,15	Baja
	7.250	145,2	Baja
	7.550	313,1	Media
	7.850	349,6	Media
	8.150	305,85	Media
LISAMA A1 LISAMA A2 LISAMA B1-B2-B3 LISAMA C LISAMA E	8.450	333,85	Media
	8.750	316	Media
	9.050	513,15	Alta
	9.350	349	Media
	9.650	334,4	Media
	9.950	630,2	Alta
	10.250	398,4	Alta

En la **tabla 5** se clasifican las formaciones geológicas, según su grado de reactividad.

Tabla 5. Reactividad de las formaciones presentes en el Campo San Roque

FORMACIÓN	REACTIVIDAD
REAL	Alta - Media
DISCORDANCIA MIOCENO	Baja
DISCORDANCIA EOCENO	Baja
COAL	Media - Baja
LISAMA	Alta - Media

Se encontró entonces, que las muestras tomadas de la formación Real tienen una reactividad media y alta, las discordancias Mioceno y Eoceno una reactividad baja, la Formación Coal presenta una reactividad Media y baja y la Formación Lisama Media y alta, siendo así esta última junto con la formación Real las más reactivas en el campo.

3.6.4 Capacidad de intercambio catiónico. La capacidad de intercambio catiónico es una medida de la fracción arcillosa que el material es susceptible a aportar, por medio de una valorización de la superficie del conjunto de dichas partículas, lo que depende de la naturaleza y de la proporción de la arcilla en la muestra. Esta concentración total de sólidos reactivos presentes es se obtiene con el desarrollo de la prueba de azul de metileno (MBT) y es expresada en meq/ml.

3.6.4.1 Descripción de la prueba. La prueba de azul de metileno consiste en determinar la cantidad de solución de azul de metileno necesario para recubrir una película de una película monomolecular la superficie total, externa e interna, de las partículas arcillosas de un material mantenido en suspensión de agua destilada. Las muestras recolectadas (31) se mantienen en las instalaciones del laboratorio de Halliburton S.A. en Bogotá en donde se encuentran los materiales y soluciones necesarias para llevar a cabo la prueba.

3.6.4.2 Procedimiento de la prueba. Se debe verificar que se encuentran todos los materiales en cantidades y estados adecuados disponibles para su uso, estos son los siguientes:

- Frasco Erlenmeyer de 250-mL
- Jeringa 10-mL (sin aguja)
- Dos pipetas de 1-mL
- Cilindro graduado de 25-mL

- Varilla agitadora
- Calentador eléctrico
- Agua destilada
- Solución de azul de metileno (3,74 g/L; 1 mL = 0,01 meq)
- Solución peróxido de hidrógeno 3%
- Solución ácido sulfúrico 5N
- Papel de filtro API

Una vez verificados todos los materiales y su estado se procede a iniciar la prueba, siguiendo esta serie de pasos:

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Agregar 10 mL de agua destilada en el frasco Erlenmeyer.
3. Transferir 1 gr de la muestra de fluido al frasco Erlenmeyer; mover en redondo el frasco para dispersar la muestra.
4. Agregar a la mezcla 15 mL de la solución de peróxido de hidrógeno.
5. Agregar a la mezcla 0,5 mL de la solución de ácido sulfúrico.
6. Colocar el frasco sobre el calentador hasta que hierva la mezcla, y hervir la mezcla a fuego lento durante 10 minutos.
7. Retirar el frasco del calentador y diluir la mezcla a 50 mL con agua destilada. Dejar enfriar la mezcla.
8. Agregar a la mezcla 0,5 mL de solución de azul de metileno.
9. Agitar el contenido del frasco Erlenmeyer durante unos 20 segundos.
10. Transferir con la varilla agitadora una gota de la mezcla al papel de filtro.

Si la gota forma un halo azul, continuar el proceso. Si la gota no forma un halo azul, repetir los pasos 8-10

11. Agitar la mezcla durante 2 minutos.
12. Transferir con la varilla agitadora una gota de la mezcla al papel de filtro. Si la gota forma un halo azul, se ha llegado al final de la prueba. Si no forma el halo azul, repetir los pasos 8-10
13. Registrar el volumen de solución de azul de metileno usada para llegar al punto final.
14. Calcular el CEC del azul de metileno con la **Ecuación 4**.

Ecuación 4. Determinación CEC

$$CEC \left(\frac{meq}{100g} \right) = \frac{ml \text{ Azul de Metileno}}{gramos \text{ de Lutita valorada}}$$

Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO, ENERGY API. Manual de Fluidos de Perforación.pdf.. Dallas, Texas. Rev. 14/02/2001. p.133.

3.6.4.3 Análisis de resultados. En la siguiente **Tabla 6** se presentan los resultados de CEC para cada muestra registrada según la prueba de azul de metileno realizada en el laboratorio. Para su análisis se debe tener en cuenta que entre más elevado es el valor de CEC mas reactivo es el material.

Tabla 6. Resultados cuantitativos para cada muestra recolectada

Formación	Profundidad (pies)	CEC (Laboratorio)
REAL	1.250	13
	1.550	15,5
	1.850	17
	2.150	12,5
	2.450	11,5
	2.750	9
	3.050	8
	3.350	5
	3.650	7
	3.950	14
	4.250	10
	4.550	8,5
	4.850	8
	5.150	8
	5.450	5,5
DISCORDANCIA MIOCENO	5.750	4,5
	6.050	3
DISCORDANCIA EOCENO	6.350	4
	6.650	4
COAL	6.950	4,5
	7.250	3
	7.550	7,5
	7.850	9,5
	8.150	7
LISAMA	8.450	8,5
	8.750	7,5
	9.050	17
	9.350	11
	9.650	10
LISAMA C	9.950	16,5
LISAMA E	10.250	11

A continuación se clasifican los principales minerales arcillosos de acuerdo a sus capacidades de intercambio catiónico, (ver **Tabla 7**).

Tabla 7. Clasificación de los minerales arcillosos

MINERAL ARCILLOSO	CEC (meq/100g)
Esmectita	80-150
Ilita y clorita	10-40
Kaolinita	3-10

Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO, ENERGY API. Manual de Fluidos de Perforación.pdf.. Dallas, Texas. Rev. 14/02/2001. p.133. Modificado por los autores

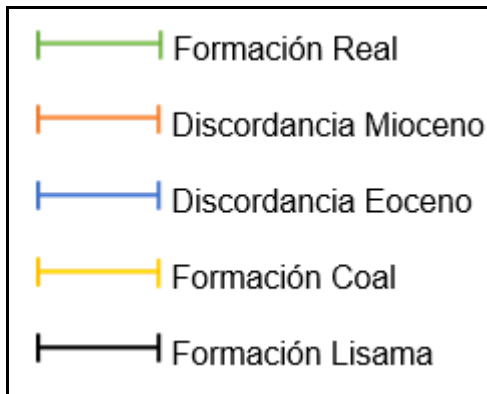
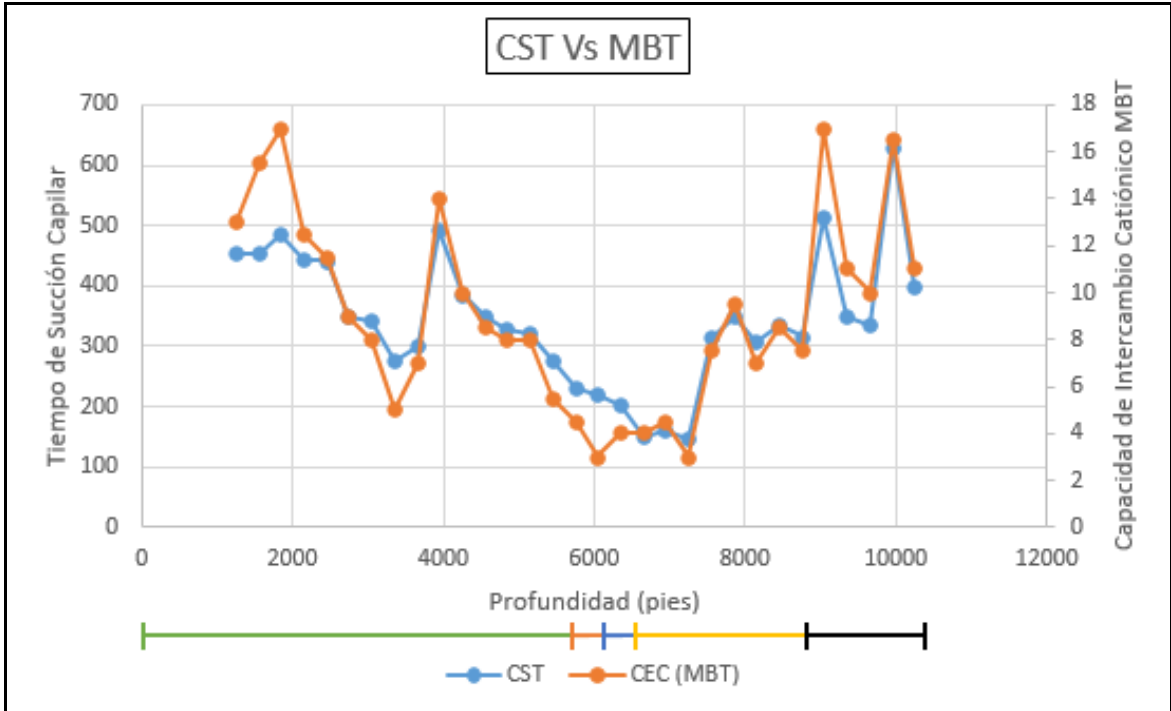
Con base en la información anterior se clasificaron las formaciones geológicas presentes en el Campo San Roque según su tipo de material, (ver **Tabla 8**).

Tabla 8. Tipo de material arcilloso en cada formación evaluada

FORMACIÓN	CEC	TIPO DE ARCILLA
REAL	9,8125	Ilita, clorita, y kaolinita
DISCORDANCIA MIOCENO	3	Kaolinita
DISCORDANCIA EOCENO	4	Kaolinita
COAL	6,4375	Kaolinita
LISAMA	13,1	Ilita y clorita

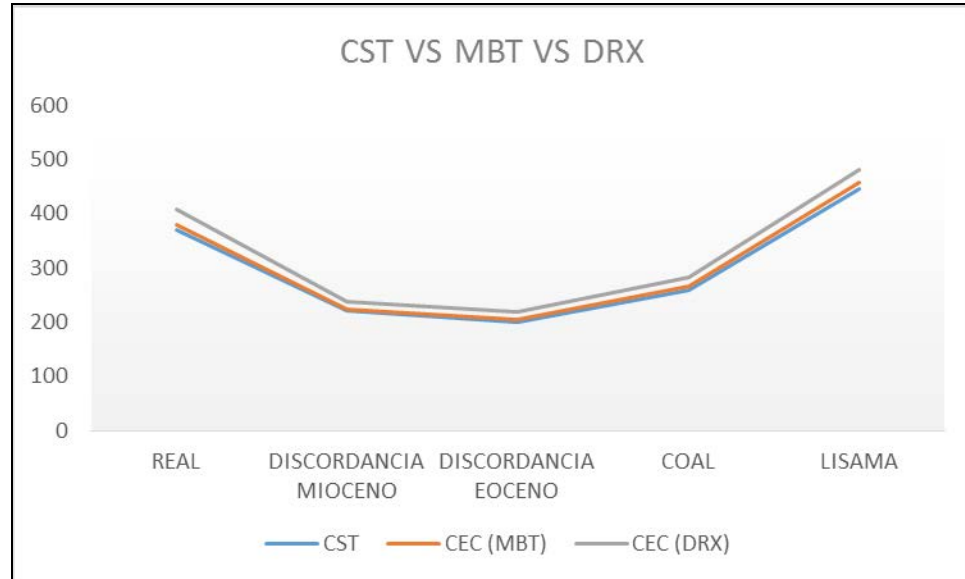
3.6.5 Determinación de las dos formaciones más reactivas. Para determinar finalmente cuales son las dos formaciones más reactivas presentes en el campo, se presenta en la **Gráfica 8** el contraste frente al grado de reactividad que indica la prueba de capacidad de succión capilar (CST) y la que indica la prueba de Azul de metileno.

Gráfica 8. CST vs MBT



La **Gráfica 9** relaciona las tres pruebas por medio de las cuales se caracterizaron las formaciones del Campo San Roque.

Gráfica 9. CST vs MBT vs DRX



De esta manera se ratifica que la formación Real (comprendida entre 1.250 y 5.750 pies) y la formación Lisama (comprendida entre 9.050 y 10.250 pies) Son las que presentan mayor reactividad en el campo. Por lo tanto fueron estas las seleccionadas para evaluar el fluido de perforación diseñado en este proyecto.

4. MATRIZ DE EXPERIMENTOS Y DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO NECESARIAS PARA EL DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA PARA EL CAMPO SAN ROQUE

En un diseño de experimentos, es fundamental planear y decidir cuáles pruebas o tratamientos se deben realizar y cuantas repeticiones de cada una se requieren, de manera que se pueda obtener la mayor información al menor costo posible.

Un diseño experimental es un estudio de investigación en el que se manipulan deliberadamente una o más variables independientes que son la supuestas causas de un problema de investigación, para analizar las consecuencias que la manipulación tiene sobre una o más variables dependientes dentro de condiciones controladas por el investigador. Estos análisis se realizan aplicando el método científico al medir, observar y evaluar los resultados obtenidos y así llegar a conclusiones claras.

4.1 IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES

Existen variables dependientes e independientes, estas últimas son las supuestas causas de una investigación, es decir, son las que pueden generar una alteración directa en las variables dependientes de acuerdo a los efectos que puedan causar. Las variables dependientes por su parte, corresponden la información que se ve afectada directa o inversamente por el comportamiento o presencia de otra propiedad.

4.2 DISEÑO DE EXPERIMENTOS

Según Montgomery⁸⁴, en cualquier experimento, los resultados y conclusiones que se puedan sacar dependen en gran medida de la manera en la que se seleccionaron los datos. Por lo cual se debe analizar cuáles serían los experimentos o pruebas más adecuadas acorde a la clase de información que se tiene y se quiere evaluar. Para que un estudio experimental sea exitoso es necesario realizar, por etapas, diferentes actividades.

4.2.1 Planeación del experimento. La etapa más importante y a la que se le debe dedicar mayor tiempo es la planeación, la cual se describe a continuación.

4.2.1.1 Entender y delimitar el problema u objeto de estudio. En la etapa de planeación se deben hacer investigaciones preliminares que conduzcan a entender y delimitar el problema u objeto de estudio, de tal forma que quede claro por qué es importante su estudio y, si es un problema, cuál es la magnitud del mismo.

⁸⁴MONTGOMERY, Douglas. Diseño y análisis de experimentos. Editorial Limusa. 2 Ed. 2004. p. 17.

El objetivo general de este estudio evaluar técnica y financieramente a nivel de laboratorio la viabilidad del uso de nuevos inhibidores de arcillas tipo Amina y Silicato de Potasio en la formulación del fluido de perforación base agua para el Campo San Roque. Esto se hizo a causa de que el fluido con el que trabaja actualmente el campo, ha presentado ineficiencia respecto a la inhibición del hinchamiento de las arcillas presentes, lo cual es conlleva a numerosos problemas presentados anteriormente.

4.2.1.2 Elegir la variable de respuesta que será medida en cada punto del diseño y verificar que se mide de manera confiable. Es supremamente importante hacer una selección adecuada de la variable de respuesta ya que en ella se refleja el resultado de las pruebas. Por esto se deben elegir aquellas que mejor reflejen el problema o que caractericen al objeto de estudio. Además se debe tener confianza en las mediciones obtenidas sobre estas variables, por lo cual se debe garantizar que los instrumentos y métodos de medición tengan la calibración necesaria para realizar cada una de las pruebas. Se debe conocer el porcentaje de error y exactitud que maneja cada uno de los equipos para que no generen alteraciones en los resultados finales.

Para la realización de este proyecto, se corroboró que cada uno de los equipos a manejar estuvieran debidamente calibrados y certificados por el representante de mantenimiento de su fabricante.

4.2.1.3 Determinar cuáles factores deben estudiarse o investigarse, de acuerdo a la supuesta influencia que tienen sobre la respuesta. A pesar de que precisamente el experimento o prueba se realiza con el fin de conocer los efectos que se generan con la presencia de cada factor en estudio, previamente el experimentador debe conocer y elegir aquellos factores que considera tienen una mayor influencia en la variable de respuesta, esto lo puede realizar utilizando toda la información disponible del proyecto bajo estudio.

4.2.1.4 Planear y organizar el trabajo experimental. Con base en las pautas conocidas para la planeación del proyecto, se realiza la selección del diseño experimental más adecuado para el tipo de estudio y se planea y organiza cada detalle del trabajo experimental, como las personas que van a intervenir, el número de pruebas a realizar y las repeticiones de las mismas.

4.2.1.5 Realizar el experimento. Teniendo el paso a paso del plan previsto, ejecutar el experimento tal cual se ha planeado y en caso de presentar algún imprevisto, revisar en qué punto se produjo el error y si es el caso, realizar un nuevo programa de planeación.

4.2.2 Análisis. Según la Universidad Autónoma Metropolitana⁸⁵ en esta etapa no se puede perder de vista que los resultados experimentales son observaciones muestrales, no poblacionales. Por ello, se debe recurrir a métodos estadísticos inferenciales para ver si las diferencias o efectos muestrales (experimentales) son lo suficientemente grandes para que garanticen diferencias poblacionales (o a nivel proceso). La técnica estadística central en el análisis de los experimentos es el llamado análisis de varianza ANOVA.

4.2.3 Interpretación. Según la Universidad Autónoma Metropolitana⁸⁶ con el respaldo del análisis estadístico formal, se debe analizar con detalle lo que ha pasado en el experimento, desde contrastar las conjeturas iniciales con los resultados del experimento, hasta observar los nuevos aprendizajes logrados durante el proceso, verificar supuestos y elegir el tratamiento ganador, siempre con apoyo de las pruebas estadísticas.

4.2.4 Conclusión. Para concluir el estudio experimental se recomienda decidir qué medidas implementar para generalizar el resultado del estudio y para garantizar que las mejoras se mantengan. Ser tan específico como se pueda en lo que se logró y que recomendaciones dejar para quien desee trabajar posteriormente con base en él.

4.3 CUANTIFICACIÓN DE PRUEBAS DE LABORATORIO

Para establecer el orden y cantidad de pruebas a realizar en laboratorio se diseñó la siguiente **Tabla 9**, con las respectivas repeticiones de las mencionadas; para tener un valor de confiabilidad de resultados mayor al 95 por ciento y asegurar de esta manera las interpretaciones en los análisis de resultados.

⁸⁵ Universidad Autónoma Metropolitana. Introducción al diseño de experimentos, Capítulo 1, p.2. Disponible en: http://sgpwe.izt.uam.mx/files/users/uami/gvar/7anova/0intro/GPRec01_11-15DEx.pdf

⁸⁶ Ibid., p. 2.

Tabla 9. Número de pruebas a realizar

FORMULACIÓN	PRUEBAS BÁSICAS DE CARACTERIZACIÓN							PRUEBAS CON CORTES (Real y Lisama)				PRUEBAS ESPECIALES		SUBTOTAL DE PRUEBAS
	Densidad	pH	Reología	Químicas	Lubricidad	Filtrado API	HPHT	CST	LSM	Dispersión	Acreción	PPT	FAN 77	
F1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	-	-	15
F2	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	1	18
F3	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	-	-	15
F4	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	1	18
F5	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	-	-	15
F6	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	-	-	15
												Total	96	

Como se observa en la tabla, la cantidad de pruebas realizadas en laboratorio es 96.

4.4 MATRIZ DE PRUEBAS DE LABORATORIO

Para llevar a cabo el objetivo general del proyecto, se realizó una matriz de planificación de las pruebas necesarias para el diseño del fluido de perforación, en ella se explica el objetivo principal que tiene cada prueba y a qué variable es aplicada. (Ver **Tabla 10**).

En el diseño experimental de este proyecto, se evaluó el comportamiento de las variaciones de mezclas de inhibidores que son añadidas a una formulación base, en total se diseñaron seis formulaciones, cinco con diferentes mezclas y concentraciones de inhibidores y otra con el fluido base sin inhibidor.

Las pruebas de laboratorio fueron llevadas a cabo de acuerdo al enfoque específico para la cual está diseñada cada prueba, algunas fueron realizadas directamente al fluido, y otras relacionan el fluido junto con los cortes de perforación de las formaciones a analizar, estas formaciones fueron seleccionadas en el Capítulo anterior.

Inicialmente la caracterización cuenta con 11 pruebas de laboratorio, las cuales proporcionan información suficiente para concluir cuál de las 6 formulaciones de fluido tiene un mejor rendimiento respecto a las propiedades que se quieren analizar. Ya que se desea tener total certeza en la selección, se escogieron las dos formulaciones con el mejor desempeño mostrado y a estas se les realizaron dos pruebas especiales de mayor complejidad. Estas pruebas son taponamiento por partícula (PPT) y Fann 77, y son llevadas a cabo a condiciones máximas de presión y temperatura, en el caso de la prueba de Fan 77 la presión extrema de 5.800 psi sobrepasa los valores de presión que se va a encontrar en la formación, sin embargo, se realiza a estas condiciones para asegurarse que incluso en el caso de una exigencia desmedida, las propiedades reológicas del fluido se mantienen. De esta manera se reduce la probabilidad de error y se convierte en información sustentable para proceder a realizar la conclusión y análisis final.

Tabla 10. Matriz de pruebas de laboratorio

	TIPO DE PRUEBA	DESCRIPCIÓN	VARIABLE EVALUADA
BÁSICAS DE CARACTERIZACIÓN	Densidad	Es el peso por unidad de volumen, la densidad de cualquier fluido debe ser dictada por las presiones de formación, ya que su función principal es brindar estabilidad al pozo, manteniendo los fluidos contenidos dentro del yacimiento durante la perforación.	Se realizará a todos los fluidos (F1,F2,F3,F4,F5,F6)
	pH	Determina el grado de acidez o basicidad del fluido para evitar problemas de corrosión y contaminación	Se realizará a todos los fluidos (F1,F2,F3,F4,F5,F6)
	Reología	Estudia la física del flujo y la deformación de la materia. Permite determinar y controlar propiedades como la capacidad de limpieza del hueco, las propiedades de suspensión, la caída de presiones producidas en la sarta de perforación, el espacio anular y el daño a la formación.	Se realizará a todos los fluidos (F1,F2,F3,F4,F5,F6)
	Químicas	Determinan la cantidad de calcio, cloruros y alcalinidad en exceso presentes en el fluido de perforación	Se realizará a todos los fluidos (F1,F2,F3,F4,F5,F6)
	Lubricidad	Evalúa la capacidad de lubricación del fluido de perforación, la cual incrementa la vida útil de la barrena y la sarta de perforación	Se realizará a todos los fluidos (F1,F2,F3,F4,F5,F6)
	Filtrado API	Mide a temperatura ambiente y a presiones moderadas (100psi) la cantidad de líquido que se filtra a la formación	Se realizará a todos los fluidos (F1,F2,F3,F4,F5,F6)
	HPHT	Este filtrado se realiza a alta temperatura (250°F) y alta presión (500psi), indica la cantidad relativa de líquido que se filtra hacia las formaciones permeables. Esta característica se ve afectada por factores como la presión, la dispersión, la temperatura y el tiempo	Se realizará a todos los fluidos (F1,F2,F3,F4,F5,F6)

Tabla 10. (Continuación)

	TIPO DE PRUEBA	DESCRIPCIÓN	VARIABLE EVALUADA
PRUEBAS CON CORTES	CST	El ensayo CST mide las propiedades hidratantes y de dispersión de las lutitas por simulación de las fuerzas cortantes y químicas presentes durante la perforación	Se aplicará a todas las formulaciones de fluidos (6), evaluada en cada una de las formaciones a analizar
	LSM	La prueba de hinchamiento lineal mide la velocidad de expansión y el cambio de volumen que experimentan las muestras de lutita al ser sumergidas en agua o entrar en contacto con algún fluido	Se aplicará a todas las formulaciones de fluidos (6), evaluada en cada una de las formaciones a analizar
	Dispersión	Esta prueba determina el porcentaje de minerales que se dispersarán en un fluido	Se aplicará a todas las formulaciones de fluidos (6), evaluada en cada una de las formaciones a analizar
	Acreción	Es la tendencia que presentan los sólidos hidratados a adherirse a las superficies metálicas. Esta prueba es desarrollada a alta temperatura de manera que pueda simular las condiciones de formaciones más profundas	Se aplicará a todas las formulaciones de fluidos (6), evaluada en cada una de las formaciones a analizar
PRUEBAS ESPECIALES	PPT	Por medio de esta prueba se mide la capacidad que tiene un fluido de taponar los poros creando una pared o cake para proteger la formación.	Se realizará únicamente a las 2 formulaciones de fluido que mostraron tener las propiedades más adecuadas en las pruebas de caracterización y el mejor desempeño en las pruebas con cortes. Además, esta prueba se debe realizar dos veces para cada formación para analizar dos tipos de disco con diferente tamaño de poro, uno de 20 y otro de 40 micrones
	FANN 77	Determina la reología de los fluidos sometiéndolos a altas presiones (5.800psi) y altas temperaturas (180°F)	Se realizará únicamente a las 2 formulaciones de fluido que mostraron tener las propiedades más adecuadas en las pruebas de caracterización y el mejor desempeño en las pruebas con cortes

4.5 DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO A REALIZAR

A continuación se presentan las pruebas de laboratorio realizadas y los procedimientos a seguir en cada una de ellas

4.5.1 Densidad del lodo. La densidad (comúnmente llamada peso del lodo) se mide con una balanza de lodo de suficiente precisión para obtener mediciones con un margen de error de 0,1 lb/gal (0,5 lb/pie³ o 5 psi/1.000 pies de profundidad).

La densidad del lodo se puede expresar como gradiente de presión hidrostática en lb/pulg² por 1.000 pies de profundidad vertical (psi/1.000 pies), como densidad en lb/gal, lb/pie³, o como Gravedad específica (SG) teniendo en cuenta las siguientes unidades de conversión, (ver **Ecuación 5**).

Ecuación 5. Conversión de unidades para hallar gravedad específica

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

Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO, ENERGY API. Manual de Fluidos de Perforación.pdf.. Dallas, Texas. Rev. 14/02/2001.p.33.

Donde

SG: Gravedad específica

8,345: Constante numérica para convertir a libra sobre galón

62,3: Constante numérica para convertir a libra sobre pie cubico

La balanza de lodo (ver **Figura 21**), se compone principalmente de una base sobre la cual descansa un brazo graduado con un vaso, tapa, cuchillo, nivel de burbuja de aire, caballero y contrapeso. Se coloca el vaso de volumen constante en un extremo del brazo graduado, el cual tiene un contrapeso en el otro extremo. El vaso y el brazo oscilan perpendicularmente al cuchillo horizontal, el cual descansa sobre el soporte, y son equilibrados desplazando el caballero a lo largo del brazo.

Figura 21. Balanza de lodo



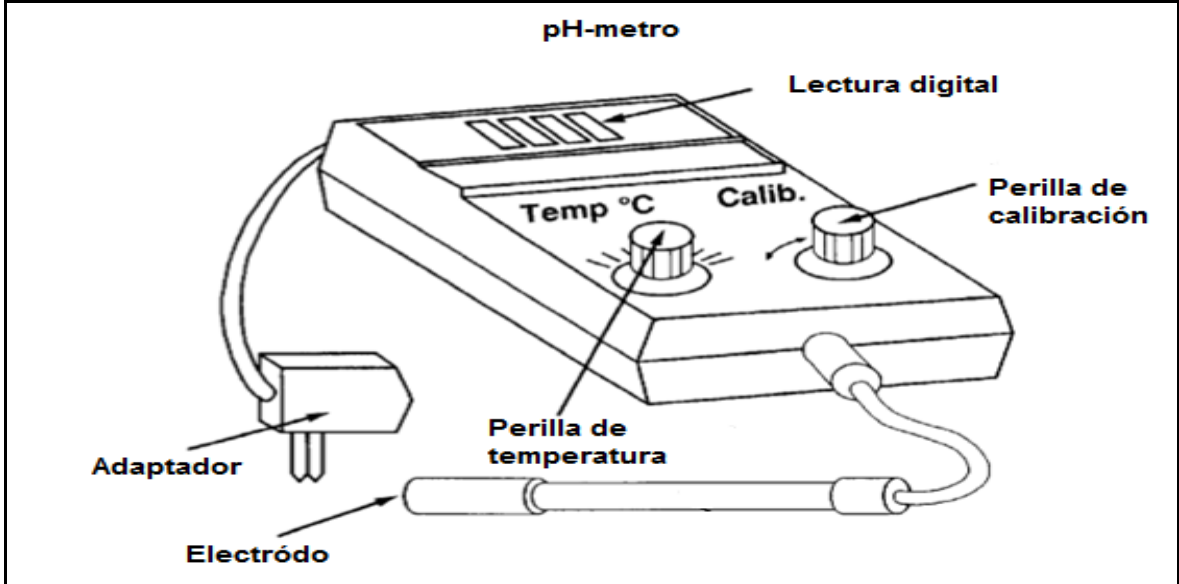
Fuente: Proeti. Producción de equipos técnicos e industriales, S.A. Proeti. [Citado Marzo 10,2016]. Disponible en la web: <http://proetisa.com/proetisa-productos.php?ID=212>

El procedimiento de uso de la balanza se puede ver en el **ANEXO A**

4.5.2 pH. Determina el pH de un fluido de perforación base agua usando el método del medidor, (ver **Figura 22**). Este medidor es preciso y proporciona valores de pH confiables, puesto que está esencialmente libre de interferencias. Las medidas se pueden tomar rápida y fácilmente, ajustando automáticamente la pendiente y la compensación termostática.

El pH es una medida de acidez o basicidad de una solución acuosa. El pH neutro es siete, si es mayor a siete la solución será básica y si es menor es ácida.

Figura 22. pH-metro



Fuente: The Chevron Texaco and BP Drilling Fluid Manual. Pdf. Rev. 01/2002 p.126.Modificado por los autores.

Además del instrumento medidor con electrodo, se necesita de un termómetro, agua destilada y dos soluciones amortiguadoras de pH, una de pH 7 y otra de pH 10.

El procedimiento del medidor de pH se encuentra en el **ANEXO B**.

4.5.3 Reología. Esta prueba determina por medio de un viscosímetro rotatorio, (ver **Figura 23**) la viscosidad plástica (PV) del fluido, el punto cedente (YP) y la resistencia de gel.

Esta prueba se desarrolla mientras el fluido de perforación se encuentra contenido dentro del espacio anular entre dos cilindros concéntricos. El cilindro exterior o manguito de rotor es accionado a una velocidad rotacional (RPM – revoluciones por minuto) constante. La rotación del manguito de rotor en el fluido impone un torque sobre el balancín o cilindro interior. Un resorte de torsión limita el movimiento del balancín y su desplazamiento es indicado por un cuadrante acoplado al balancín.

Figura 23. Viscosímetro rotatorio



Fuente: BAROID INDUSTRIAL DRILLING PRODUCTS, Base Toberín – Cundinamarca, Colombia. 2015.

El procedimiento para el uso del viscosímetro se encuentra en el **ANEXO C**.

4.5.4 Filtrado API. La prueba de filtrado API es determinada con un filtro prensa. (Ver **Figura 24**). La prueba consiste en determinar la velocidad a la cual se fuerza un fluido a través del papel filtro. La prueba es realizada bajo una presión de 100psi y temperatura ambiente. 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.

El filtro de prensa, instrumento principal para la realización de la prueba, 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 al regulador, simplemente introduciendo el empalme macho de la celda dentro del empalme hembra del filtro prensa y dando un cuarto de vuelta en sentido horario. La celda se cierra en la parte inferior con una tapa provista de una tela metálica (o rejilla), colocando la tapa firmemente contra el

papel filtro y girando hacia la derecha hasta que quede apretada a mano. Esto empuja la hoja de papel filtro contra la junta tórica que fue previamente introducida en la base de la celda. La presión es proporcionada por un pequeño cartucho de gas carbónico. Se proporciona una válvula de purga para aliviar la presión antes de desacoplar la celda.⁸⁷

Figura 24. Filtro de prensa



Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO, ENERGY API. Manual de Fluidos de Perforación.pdf.. Dallas, Texas. Rev. 14/02/2001. p.37.

El procedimiento para el uso del equipo de filtrado de prensa se encuentra en el **ANEXO D**.

4.5.5 Pruebas químicas. A partir del filtrado API obtenido en la prueba anterior, se realizan, tres pruebas químicas que se describen a continuación.

4.5.5.1 Alcalinidad. Esta prueba determina las cantidades de iones solubles que contribuyen a la alcalinidad en un fluido de perforación base agua.

⁸⁷ INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO, ENERGY API. Manual de Fluidos de Perforación.pdf.. Dallas, Texas. Rev. 14/02/2001. p.37.

Equipo

- Plato de titulación
- Pipeta de 1-mL
- Pipeta de 2-mL
- Pipeta de 5-mL C Varilla agitadora
- Agua destilada
- 0.02N (N/50) solución de ácido sulfúrico
- Solución indicadora de fenolftaleína
- Solución indicadora de naranja

Después de verificar que se tienen todos materiales necesarios para el desarrollo de la prueba se procede a ejecutar el experimento de acuerdo al procedimiento que se describe a continuación.

Procedimiento

- Medir 1 ml de filtrado dentro del recipiente de valoración y añadir 5 ml de agua destilada
- Agregar 10 a 15 gotas de solución indicadora de fenolftaleína en el plato de titulación.
- Si hay un cambio de color, continuar al siguiente paso. De lo contrario registrar que Pf es cero, omitir los siguientes dos pasos y continuar con el paso en el que se agrega solución de indicador metil naranja en la mezcla de filtrado
- Agregar lentamente la solución de ácido sulfúrico en el plato de titulación hasta que el color cambie de rosado o rojo al color del filtrado original.
- Registrar como Pf la cantidad en mL de solución de ácido sulfúrico usada.
- Agregar 10 a 15 gotas de solución de indicador metil naranja en la mezcla de filtrado.
- Continuar dosificando con la solución de ácido sulfúrico hasta que el color cambie de naranja a rosado salmón.
- Registrar la cantidad total de solución de ácido sulfúrico usada, incluyendo la cantidad del ensayo Pf, y registrar como valor Mf

4.5.5.2 Contenido de Cloruros. Según INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO⁸⁸, la prueba de contenido de cloruros, 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.

⁸⁸ Ibid., p. 51.

Equipo

- Plato de titulación
- Pipeta de 1-mL
- Pipeta de 10-mL
- Varilla agitadora
- Solución indicadora de cromato de potasio
- Solución ácido sulfúrico 0.02N (N/50)
- Solución indicadora de fenolftaleína
- Agua destilada
- Solución de nitrato de plata 0.0282N

Procedimiento

- Recoger muestra de filtrado usando el método de filtrado API.
- Transferir 1 mL o más de filtrado al plato de titulación. Tomar nota del color del filtrado
- Agregar 20 a 50 mL de agua destilada al filtrado del plato de titulación.
- Agregar 10 a 15 gotas de solución indicadora de fenolftaleína.
- Si el color cambia a rojo, ir al siguiente paso. De lo contrario omitir el siguiente paso y continuar a la agregación de cromato de potasio
- Agregar lentamente la solución de ácido sulfúrico en el plato de titulación hasta que el color cambie de rosado o rojo al color original.
- Agregar de 5 a 10 gotas de solución indicadora de cromato de potasio.
- Llenar la pipeta de 10-mL con la solución de nitrato de plata.
- Agregar la solución de nitrato de plata en el plato de titulación hasta que el color cambie de amarillo a naranja o naranja-rojo.
- Registrar la cantidad en mL de solución de nitrato de plata usada.
- Calcular el contenido de cloruros, (ver **Ecuación 6**).

Ecuación 6. Calculo de Cloruros

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

Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO, ENERGY API. Manual de Fluidos de Perforación.pdf.. Dallas, Texas. Rev. 14/02/2001. p.51.

4.5.5.3 Contenido de Calcio. Según PDVSA⁸⁹ el calcio es un contaminante que afecta las propiedades del fluido y disminuye el rendimiento de las arcillas. El contenido de Calcio debe ser tratado con carbonato de sodio para precipitarlo como un sólido inerte. En esta prueba se determina la concentración de iones del calcio en un fluido base agua.

Nota: Si hay presencia de zinc, aparecerá como calcio usando este procedimiento.

Equipo

- Plato de titulación
- Solución Buffer
- Indicador de dureza
- Solución de Versenato
- Pipeta de 5 y 10 cc
- Agua destilada

Procedimiento

- Recoger una muestra de filtrado usando el método de filtrado API.
- Agregar de 20 a 50 mL de agua destilada en el plato de titulación.
- Agregar cinco gotas de indicador de dureza. Si se desarrolló un color vino tinto, indica que hay iones de calcio y de magnesio en el agua. En caso de ser cierto agregar gota a gota solución de versenato hasta obtener un color azul
- Agregar un ml de filtrado. Si este contiene calcio se obtendrá un color vino tinto.
- Agregar gota a gota y en agitación continua solución de versenato hasta obtener un color azul. Cuando el filtrado se encuentra encubierto (oscuro) el cambio da un color gris pizarra
- Registrar la cantidad de versenato gastado y aplicar la **Ecuación 7**.

Ecuación 7. Calculo de Calcio

$$\text{Ca}^{++} \text{ (ppm)} = \text{Versenato (gastado)} \times 400$$

Fuente: PDVSA, Fluidos de perforación. Centro internacional de educación y desarrollo pdf. 2002, p.56.

4.5.6 Filtrado HPHT. Esta prueba corresponde a obtención de la cantidad de filtrado que puede llegar a la formación por parte del fluido de perforación, a diferencia de la prueba de filtrado API, en esta se maneja una presión y temperatura mucho más alta con el fin de simular las condiciones de la formación.

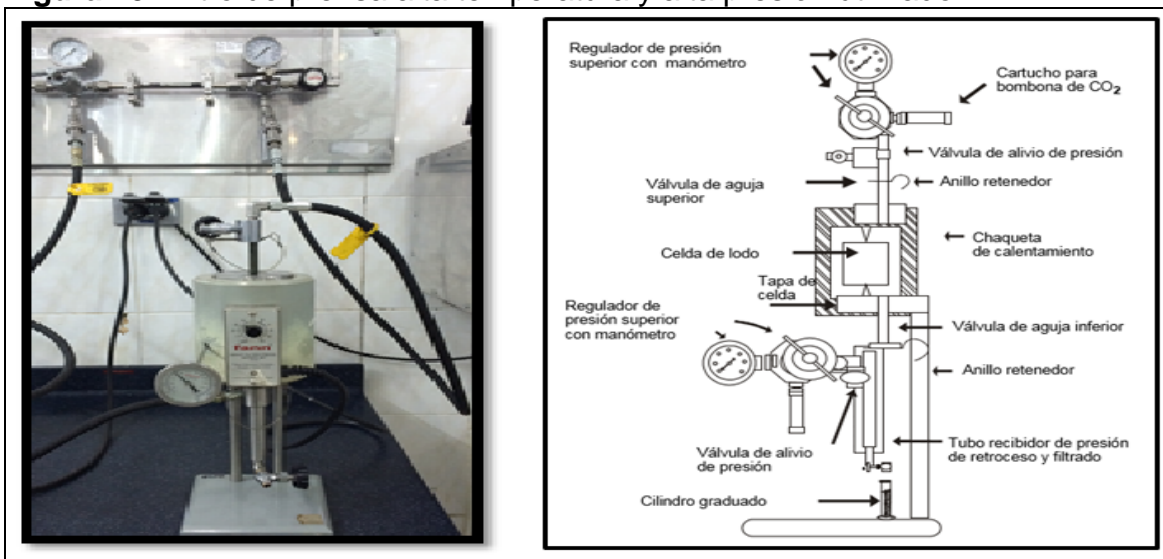
La prueba se realiza con un filtro de prensa APAT,

⁸⁹ PDVSA, Fluidos de perforación. Centro internacional de educación y desarrollo pdf. 2002, p.56.

este instrumento se compone de una envuelta exterior calefactora con termostato (camisa), un conjunto de platillo para la celda, el conjunto primario de presión y el receptor de contrapresión. La capacidad de la celda de lodo es de 160 ml con una superficie de filtro de 3,5 pulg². El receptor de filtrado tiene una capacidad de 15 ml y se puede usar un tubo de vidrio para una contrapresión de hasta 100 psi. Si se usa una contrapresión mayor, el tubo de vidrio debe ser reemplazado por un tubo de acero inoxidable.⁹⁰

El filtro de prensa de alta presión y alta temperatura utilizado para las pruebas realizadas en este proyecto se muestra en la **Figura 25** junto con a una ilustración del filtro prensa ATAP con todos sus componentes.

Figura 25. Filtro de prensa alta temperatura y alta presión utilizado



Fuente: BAROID INDUSTRIAL DRILLING PRODUCTS, Base Toberín – Cundinamarca, Colombia. 2015.

Se registra el filtrado a temperaturas elevadas como el doble del número de mililitros perdidos en 30 minutos.

El procedimiento para realizar esta prueba de filtrado se encuentra en el **ANEXO E**.

4.5.7 Lubricidad. El medidor de lubricidad mide el coeficiente de fricción entre el anillo de prueba y el bloque. El ensayo de lubricidad simula rotación de la tubería de perforación contra superficies pozo abajo. Usando un brazo de torsión es aplicada una carga constante de 150 lbs/pulgada. Los resultados del ensayo de

⁹⁰ INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO, ENERGY API. Manual de Fluidos de Perforación.pdf.. Dallas, Texas. Rev. 14/02/2001. p.38.

lubricidad son expresados como un valor único llamado coeficiente de lubricidad. En laboratorio se utiliza un equipo llamado Lubricity Tester, ver **Figura 26**.

Figura 26. Lubricity Tester



Fuente: BAROID INDUSTRIAL DRILLING PRODUCTS, Base Toberín – Cundinamarca, Colombia. 2015

El procedimiento para determinar el coeficiente de lubricidad se encuentra en el **ANEXO F**.

4.5.8 Tiempo de Succión Capilar (CST). El valor de CST es una indicación de la permeabilidad. Las partículas muy dispersables dan valores de baja permeabilidad del revoque y alto CST. Las partículas floculadas dan valores de alta permeabilidad de la torta 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 y concentración de desfloculante o dispersante, y tipo y concentración de polímeros. Los resultados de la prueba CST muestran los efectos inhibitorios de varias sales y sus concentraciones en la dispersión de una lutita.

La prueba se realiza por medio de un equipo de CST (ver **Figura 27**), que mide el tiempo que tarda una determinada cantidad de agua en trasladarse entre dos electrodos separados radialmente sobre el papel filtro poroso grueso.

Figura 27. Equipo de CST



Fuente: BAROID INDUSTRIAL DRILLING PRODUCTS, Base Toberín – Cundinamarca, Colombia. 2016.

El procedimiento para determinar el CST se encuentra en el **ANEXO G**.

4.5.9 Hinchamiento Lineal (LSM). Esta prueba se utiliza para determinar la hidratación o deshidratación de las lutitas por medición del aumento o reducción de longitud a lo largo del tiempo, de un núcleo de lutitas. La prueba de hinchamiento lineal se realiza con el equipo presentado en la **Figura 28**. Además se requiere del uso de un compactador de probetas y un desecador.

Figura 28. Lineal Swell Meter Model 2000



Fuente: BAROID INDUSTRIAL DRILLING PRODUCTS, Base Toberín – Cundinamarca, Colombia. 2016.

El procedimiento se encuentra en el **ANEXO H**.

4.5.10 Dispersión. Por medio de esta prueba se mide el efecto dispersante que un fluido de perforación tiene sobre algún tipo de arcilla, es decir el porcentaje de roca que se dispersa en un fluido.

Esta prueba se realiza sobre los cortes de las formaciones más reactivas del Campo San Roque y se evalúan seis fluidos con mezclas inhibitorias de arcilla diferentes.

Descripción de la prueba

- Tamizar los cortes de perforación a través de la malla #5
- Pesar 30 gr de cada muestra
- Agregar las muestras a las celdas de rolado con el fluido a evaluar (ver **figura 29**).
- Dejar las celdas en el horno rolando a una temperatura de 160°F durante 16 horas
- Pasadas las 16 horas, sacar las celdas del horno y pasar el contenido de la celda por malla #10 retirando el lodo con agua fresca
- Tomar los sólidos no dispersos resultantes de la malla #10 y secarlos en el horno a una temperatura de 100°F. Se debe tener especial cuidado de que los sólidos no se calienten demasiado, solo se sequen totalmente.
- Una vez secos, se pesan cada una de las muestras y se comparan con los pesos iniciales, de esta manera se obtiene el porcentaje de dispersión.

Figura 29. Celda de rolado con cortes y fluido de perforación



Fuente: BAROID INDUSTRIAL DRILLING PRODUCTS, Base Toberín – Cundinamarca, Colombia. 2016.

4.5.11 Acreción. Un grave problema que se genera al momento de perforar formaciones muy profundas, es la tendencia que presentan los sólidos hidratados a adherirse a las superficies metálicas, conocido como acreción. “Este fenómeno es un factor importante a considerarse, ya que contribuye severamente a la generación de varios problemas durante las operaciones de perforación, como son la pegadura de tubería y el embolamiento de las barrenas”⁹¹

El fenómeno de la acreción depende de cuatro factores importantes, la capacidad de intercambio catiónico que presenta la zona que se está perforando, el tamaño de los recortes que se encuentran suspendidos en el fluido de perforación, el volumen de agua que tiene el fluido de perforación, y el área superficial de la tubería que se encuentra en contacto con el fluido y los detritos en suspensión.

La prueba de acreción consiste en introducir en una celda cortes de perforación, una porción de tubería o una pieza metálica que la represente y el fluido a analizar. La celda se pone a rolar durante 30 minutos a alta temperatura y pasado el tiempo de estudio se compara y analiza el peso de la pieza de tubería.

⁹¹ MELLÍN DE LA O, José Eduardo. Estudio experimental para la evaluación de hundimiento de barita y acreción en sistemas base no acuosa empleados en la perforación de aguas profundas. Tesis para obtener el grado de Ingeniero de petróleos. Universidad Nacional Autónoma de México. 2012, p.47.

Procedimiento

- Tamizar la muestra de arcilla por malla #5 y #10. Se utilizará la muestra retenida en #10
- Pesarse un tubo de acero y colocarlo dentro de una celda de rolado
- Agregar lodo a la celda de rolado y asegurarse de que el tubo de acero quede completamente cubierto.
- Agregar a la celda de rolado la muestra de arcilla previamente tamizada y pesada.
- Rolar la celda por 30 minutos a una temperatura de 160°F
- Sacar la celda del horno y dejar enfriar.
- Remover el tubo de acero de la celda y secarlo en el horno a una temperatura de 100°F y a temperatura ambiente (ver **Figura 30**).
- Registrar el peso final del tubo de acero y compararlo con el peso tomado al iniciar la prueba

Figura 30. Tubos de acero con cortes de las celdas de rolado



Fuente: BAROID INDUSTRIAL DRILLING PRODUCTS, Base Toberín – Cundinamarca, Colombia. 2016.

4.5.12 Taponamiento por partícula (PPT). Esta prueba mide la capacidad que tiene un fluido de taponar los poros creando una pared o cake para proteger la formación. El material de puenteo es el encargado de formar la pared protectora y el tamaño de este agente depende de la permeabilidad que tiene la formación. Cuando se calcula el PPT se tiene en cuenta la pérdida de fluido instantánea inicial y la pérdida al cabo de 30 minutos. El equipo utilizado para esta prueba es una filtro prensa estática de alta presión y alta temperatura (ver **Figura 31**), con un disco de cerámica (aloxita) como medio filtrante.

Figura 31. Equipo de PPT



Fuente: BAROID INDUSTRIAL DRILLING PRODUCTS, Base Toberín – Cundinamarca, Colombia. 2016.

En este proyecto la prueba PPT se desarrolló con los dos fluidos que hasta el momento mostraron el mejor rendimiento, evaluado en las dos formaciones más reactivas y con dos discos de aloxita (ver **Figura 32**), uno de 20 micrones y otro de 40 micrones.

Figura 32. Discos de Aloxita hidratándose



Fuente: BAROID INDUSTRIAL DRILLING PRODUCTS, Base Toberín – Cundinamarca, Colombia. 2016.

El procedimiento de esta prueba se encuentra en el **ANEXO I**.

4.5.13 Fann 77. Según García Andrea⁹² es un viscosímetro de alta presión y alta temperatura (ver **Figura 33**), se usa para determinar las propiedades reológicas de los fluidos de perforación sujetos a temperaturas de hasta 500°F y presiones de hasta 20.000psi. Los resultados incluyen todas las propiedades reológicas estándar.

Las condiciones de operación para esta prueba fueron:

- Temperatura 120 °F y presión 0 psi
- Temperatura 180 °F y presión 5.800 psi.

⁹² GARCIA BADILLO, Andrea Paola., Badillo, Formulación de un fluido para perforar la zona de 8 ½” de los pozos del Campo Velásquez. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. 2008. p.121.

Figura 33. Equipo de Fann 77



Fuente: BAROID INDUSTRIAL DRILLING PRODUCTS, Base Toberín – Cundinamarca, Colombia. 2016.

Procedimiento

- Calibrar el viscosímetro rotatorio de cilindro concéntrico FANN
- Colocar el lodo en el recipiente cilíndrico.
- Llevarlo a los puntos deseados de presión y temperatura.
- Registrar los resultados

5. PRUEBAS DE LABORATORIO Y DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

En esta sección se presentan los resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio, realizadas según la matriz de experimentos expuesta en el capítulo anterior, con el fin de determinar el poder de inhibición de arcillas de los fluidos de perforación propuestos en este trabajo. Estos fluidos son evaluados con los cortes de perforación provenientes de las dos formaciones más reactivas del Campo que fueron seleccionadas en el Capítulo 3.

Con base en estos resultados se planteó el diseño del nuevo fluido de perforación para la segunda sección de 8 ¾" del pozo A ubicado en el Campo San Roque. Adicionalmente se hizo una comparación entre el fluido propuesto con el actual del Campo.

5.1 FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

En esta sección se describen las formulaciones de los fluidos propuestos en este trabajo y el fluido actual del Campo San Roque. Teniendo en cuenta aspectos como: componentes, concentraciones y propiedades.

5.1.1 Formulación del fluido de perforación actual. En la **Tabla 11** se observan las concentraciones de cada uno de los aditivos del fluido que actualmente se está utilizando en el Campo San Roque.

Tabla 11. Componentes del fluido de perforación actual

Producto	Concentración (lpb)
Agente controlador de filtrado de baja viscosidad	1,75
Agente controlador filtrado A	2,12
Goma Xanthan	1,12
Inhibidor estabilizador de shale	7,50
Inhibidor base amina	3,50
Carbonato de calcio 5 m	135
Carbonato de calcio 25 m	135
Carbonato de calcio 50 m	135
Soda cáustica	0,63
Glutaraldehido	0,43
Lubricante	4,50
Material antiacreción	3,50

Fuente: HALLIBURTON. Formulación inicial y datos pozo San Roque. WORD. 28 febrero,2016. p.2. Modificado por los autores

5.1.1.1 Propiedades del fluido actual. En la **Tabla 12** se muestran las características básicas del lodo como densidad, reología, pH y filtrado API. Esta formulación cuenta con 7,5 lpb de inhibidor estabilizador de shale y 3,5 lpb de inhibidor base amina.

Tabla 12. Propiedades del fluido de perforación actual del Campo San Roque

Propiedad	Fluido de perforación actual
Densidad (ppg)	9,9
Viscosidad Plástica (cp)	23
Yield Point, lbs/100 pies ²	25
Yield Stress, lbs/100 pies ²	9
Gel 10/10/30	N.P
pH	9,8
Filtrado API (ml/30min)	12

Fuente: HALLIBURTON. Formulación inicial y datos pozo San Roque. WORD. 28 febrero,2016. p.1. Modificado por los autores

5.1.2 Formulaciones propuestas. En la **Tabla 13** se puede observar que la base del fluido de perforación propuesto es el mismo para todas las formulaciones y que la única variación son las mezclas de los inhibidores en estudio.

Tabla 13. Formulaciones de los fluidos propuestos

Producto	Lodo base	F2	F3	F4	F5	F6
Agua (bl)	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89
Glutaraldehído (lpb)	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Goma Xanthan (lpb)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Agente controlador de filtrado A (lpb)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Agente controlador de filtrado B (lpb)	1	1	1	1	1	1
Material antiacreción (lpb)	4	4	4	4	4	4
Carbonato de calcio 50 m (lpb)	60	60	60	60	60	60
Carbonato de calcio 25 m (lpb)	60	60	60	60	60	60
Bentonita (lpb)	4	4	4	4	4	4
Inhibidor estabilizador de shale (lpb)	-	4	-	-	4	-
Polímero floculante de alto peso molecular (lpb)	-	0,5	-	0,5	0,5	-
Inhibidores base BDF 546 (lpb)	-	-	6,0	4	-	-
Amina y Silicato de Potasio Inhibidor base amina (lpb)	-	7,0	-	7,0	-	7,0
BDF 674 (lpb)	-	-	-	-	7,0	-
Asfalto sulfonatado (lpb)	-	-	-	-	-	4

5.1.2.1 Propiedades de los fluidos propuestos. En la **Tabla 14** se presentan las características básicas como pH, filtrado API, densidad, reología y análisis químico, teniendo en cuenta las mezclas de los diferentes inhibidores con sus respectivas concentraciones.

Tabla 14. Características básicas de los lodos propuestos

Propiedad	Lodo base	F2	F3	F4	F5	F6
pH	9,4	10,9	11,28	10,8	10,23	9,8
Filtrado API (ml/30min)	4,4	4,4	4,4	4,3	15	9,9
Densidad (ppg)	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9
600 rpm	78	86	82	73	125	82
300 rpm	53	60	58	49	106	52
200 rpm	42	49	47	41	93	45
100 rpm	29	36	35	29	76	32
6 rpm	7	11	13	7	45	10
3 rpm	9	14	10	9	42	9
VP, cp	25	26	24	24	19	30
YP, lbs/100 pies ²	28	34	25	34	87	22
YS, lbs/100 pies ²	5	7	5	7	39	11
Geles 10 seg	11	11	12	8	41	16
10 min	12	14	18	10	42	14
Alcalinidad Pf	0,04	1,12	2,50	1,46	1,72	0,36
Mf	0,6	2,54	4,08	1,84	3,52	1,56
Calcios	108	76	48	96	80	240
Cloruros, ml	900	1.150	860	1.000	3.000	1.000

Con base en la **Tabla 14**, se tiene que el fluido base, al no tener ningún tipo de inhibidor presenta el pH más bajo entre los fluidos propuestos; un filtrado de 4,4 ml el cual es muy similar en todas las formulaciones excepto en F5 y F6. Por otra parte, en cuanto a la densidad del lodo, esta es la misma para todos los fluidos ya que cuentan con la misma base y los inhibidores no afectan la densidad. La reología es muy similar en el fluido base, F2, F3 y F4, tienen geles no progresivos, lo cual garantiza que el lodo no se gelifique tan rápido con el tiempo. En cuanto a las pruebas químicas, todos los fluidos presentan partículas químicas en cantidades aceptables exceptuando F5, de acuerdo a la cantidad máxima de calcios y cloruros que se espera que el lodo deba tener.

Teniendo en cuenta todas las propiedades evaluadas, la formulación 2 es una de las mejores, ya que tiene alto VP (viscosidad plástica mayor a 25) Y YP (Punto de cedencia mayor a 30), lo cual garantiza que tiene una buena capacidad de limpieza del hueco y de transporte de los cortes de perforación. Por otra parte al tener un bajo filtrado API (menor a 6 ml después de 30 minutos) hace que el aporte de fluido a las formaciones sea menor.

La formulación 5 es descartada ya que presenta un excesivo filtrado API y su reología se comporta como si fuese un fluido tixotrópico, esto debido a que el inhibidor BDF 674 es un producto experimental y altera químicamente el sistema.

5.2 PRUEBAS DE LABORATORIO PARA DETERMINAR LA ESTABILIDAD DE LAS LUTITAS

Para la realización de las pruebas de laboratorio se usaron cortes provenientes de las formaciones Real y Lisama, identificadas en el capítulo 3 como las formaciones más reactivas del Campo según su mineralogía.

Las pruebas de laboratorio que se realizaron, muestran el comportamiento que tienen los cortes con los diferentes fluidos de perforación propuestos y con el fluido actual del Campo San Roque descrito en el capítulo 2. Las pruebas realizadas fueron: Tiempo de succión capilar, Hinchamiento Lineal, Dispersión y Acreción.

5.2.1 Recolección de las muestras y preparación. La recolección de muestras para el Pozo A ubicado en el Campo San Roque se realizó de la siguiente manera:

- Se recolectaron muestras de todas las formaciones presentes en el área de estudio. El muestreo se realizó cada 300 pies desde 1.250 hasta 10.250 pies y se obtuvo un total de 31 muestras.
- Las muestras fueron empacadas en 31 bolsas herméticas con sello y marcadas con la profundidad correspondiente a su procedencia para ser llevadas hasta el laboratorio.
- En el laboratorio cada una de las muestras fue secada en el horno a una temperatura de 100°C por 24 horas.
- Una vez secadas las muestras, estas fueron pulverizadas para uso de pruebas de laboratorio y empacadas de nuevo en sus respectivas bolsas herméticas con sello.

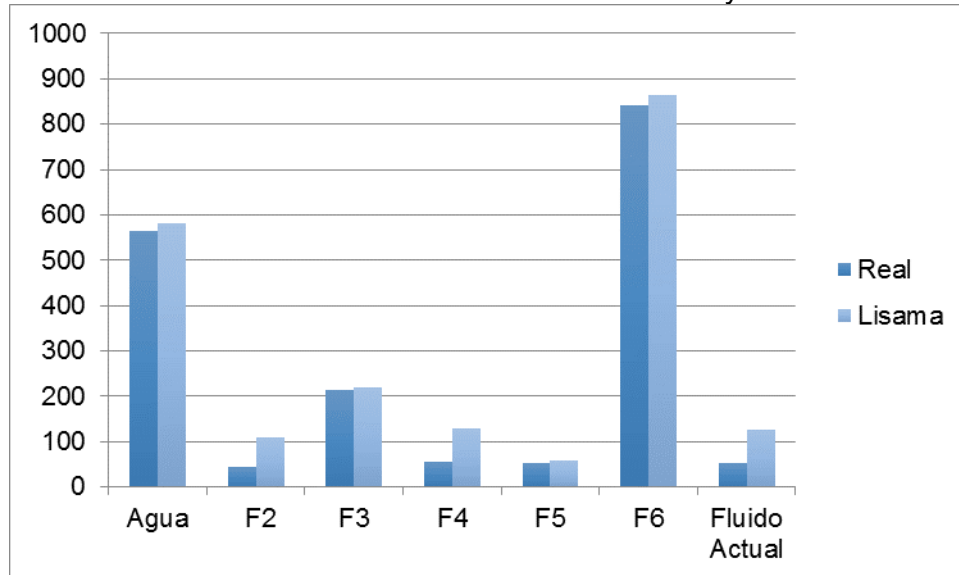
5.2.2 Tiempo de Succión Capilar (CST). En esta prueba se mide el tiempo que tarda una cantidad de agua en trasladarse sobre el papel filtro de forma radial entre dos electrodos. Esto permite de manera cualitativa identificar qué tan reactivas son las arcillas que están presentes en las formaciones.

Las formaciones en estudio mostraron los siguientes resultados (**Tabla 15 y Grafica 10**).

Tabla 15. Resultados de Tiempo de Succión Capilar

Tiempo de Succión Capilar (Seg)							
Formación	Agua	F2	F3	F4	F5	F6	Fluido Actual
Real	564,5	44,5	213,7	56,3	54,1	840,5	52,5
Lisama	580,0	108,3	220,3	129,4	58,95	864,0	126,7

Gráfica 10. Resultados de CST formaciones Real y Lisama.



Teniendo en cuenta la **Tabla 15** y **Gráfica 10**, se obtuvo que la formación Lisama contiene minerales arcillosos más reactivos que la formación Real, puesto que si se comparan los resultados obtenidos con agua, se tiene que para Real se exhibe un tiempo de 564,5 segundos y para Lisama 580 segundos. De igual manera, se observa que para cada una de las formulaciones la formación Lisama arroja tiempos mayores corroborando lo dicho anteriormente.

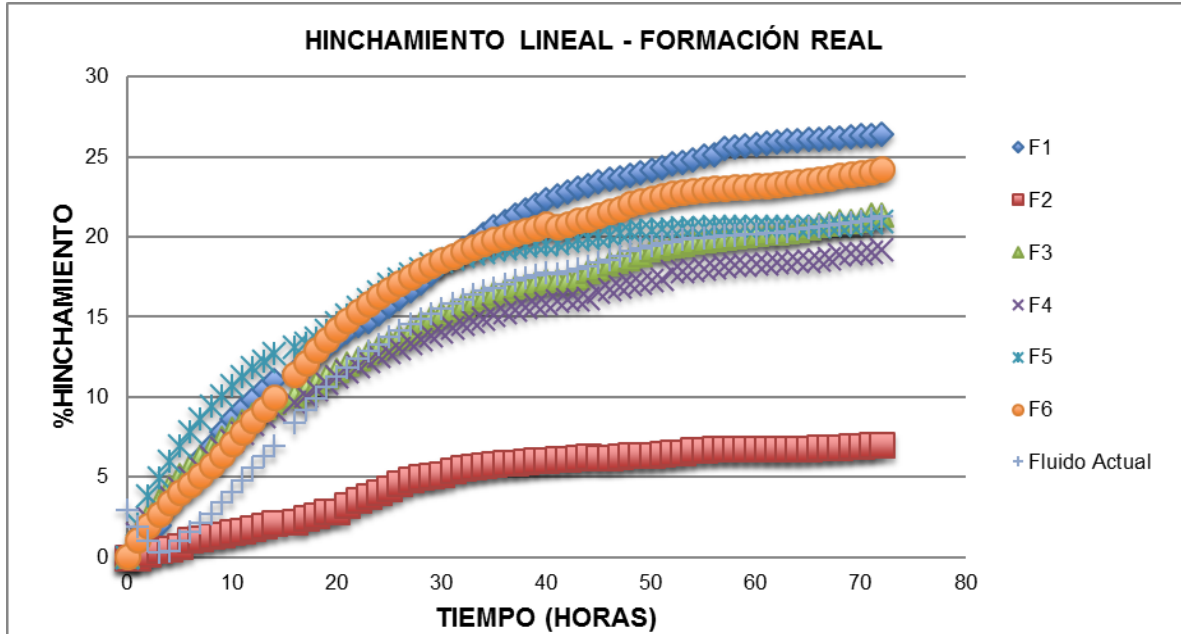
Adicionalmente, se evaluó el comportamiento de cada una de las mezclas de inhibidores y se infirió que la combinación 5 de polímero floculante de alto peso molecular y BDF 674 arrojan los mejores tiempos de CST, es decir que tiene un buen poder de inhibición. Por otra parte, el Fluido 6 que es una mezcla de asfalto sulfonatado con inhibidor base amina, mostró los tiempos más altos incluso si se comparan con el agua, debido a la viscosidad que tiene el asfalto sulfonatado, lo cual hace más tortuoso el transporte del inhibidor a través de la arcilla.

Los fluidos que contienen polímero floculante de alto peso molecular muestran los menores tiempos de CST, lo cual quiere decir que este inhibidor cumple correctamente su función de encapsular las arcillas reduciendo así su capacidad de hinchamiento.

5.2.3 Hinchamiento Lineal. La prueba de hinchamiento lineal mide la expansión volumétrica de una muestra de cortes al estar en contacto con el fluido de perforación por un tiempo determinado, por lo tanto esta permite evaluar los efectos de inhibición de los diferentes lodos sobre el hinchamiento de las arcillas.

El montaje de esta prueba se hizo utilizando muestras de las formaciones más reactivas y se obtuvieron los siguientes resultados (**Graficas 11-12, Tabla 16**).

Gráfica 11. Resultados hinchamiento lineal de la formación Real.



Gráfica 12. Resultados hinchamiento lineal de la formación Lisama.

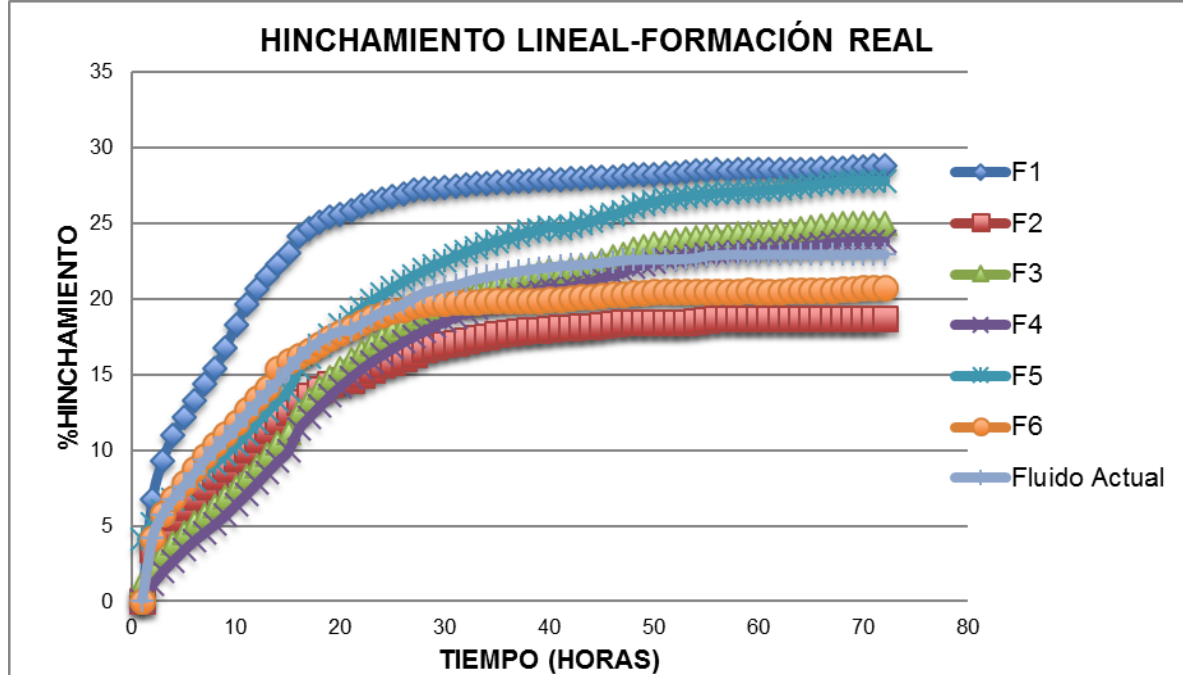


Tabla 16. Hinchamiento Lineal de los fluidos propuestos.

Formulaciones	Lodo base	F2	F3	F4	F5	F6	Fluido Actual
%Hinchamiento Lisama	28,79	18,74	24,97	23,80	27,81	20,78	22,97
%Hinchamiento Real	26,39	7,04	20,92	19,05	20,89	24,28	21,28

La prueba se dejó correr por 72 horas con el fin de que el porcentaje de hinchamiento se estabilizara para así tener la certeza de que la arcilla no se iba a hinchar más. Con base en la **Tabla 16** y en las **Gráficas 11 y 12** los resultados de hinchamiento lineal corroboran que la formación más reactiva es Lisama y que el fluido que mejor evita que las diferentes arcillas se hinchen es F2, el cual contiene 4 lpb de inhibidor estabilizador de *shale*, 0,5 lpb de polímero floculante de alto peso molecular y 7 lpb de inhibidor base amina, ya que presenta tanto para la formación Real como para Lisama los menores porcentajes de hinchamiento (7,04% y 18,74% respectivamente).

Por otra parte, si se comparan los fluidos propuestos con el fluido base que no contiene inhibidores, se puede observar que al añadir inhibidores hay una disminución considerable en cuanto al porcentaje de hinchamiento, como en el caso del Fluido 2 que se redujo en 10,05% para la formación Lisama y en 19,35% para la formación Real. El Fluido 3 mostró una disminución de 3,82% para Lisama y 5,47% para Real. El Fluido 4 tuvo una reducción del porcentaje de hinchamiento

del 4,99% para Lisama y del 7,34% para Real. Por otro lado, el Fluido 5 el cual tiene una concentración de 4 lpb de inhibidor estabilizador de shale, 0,5 lpb de polímero floculante de alto peso molecular y 7 lpb de BDF 674 mostró una reducción de 0,98% y 5,5% para Lisama y Real respectivamente. El Fluido 6 redujo el hinchamiento en 8,01% para Lisama y 2,11% para Real. Por último, el fluido actual mostró una disminución de 5,82% para Lisama y 5,11% para Real.

Adicionalmente, para determinar qué fluido evitó en mayor medida que los diferentes tipos de arcilla se hincharan, se compararon los resultados de CST y los del hinchamiento lineal, ya que la primera prueba muestra de manera cualitativa el poder de inhibición que tienen los inhibidores y la segunda determina de manera cuantitativa qué fluido es el mejor en cuanto a inhibición. Con base en lo anterior se concluye que el Fluido 2, el cual contiene una mezcla de polímero floculante de alto peso molecular, inhibidor base amina e inhibidor estabilizador de shale es el fluido adecuado para la zona en estudio teniendo en cuenta únicamente los resultados arrojados en estas dos pruebas.

5.2.4 Acreción. La prueba de acreción determina el porcentaje de adherencia que tiene el fluido de perforación a la broca y a las demás superficies metálicas.

Esta prueba se realizó teniendo en cuenta el procedimiento descrito en el capítulo anterior y se hizo con los cortes de perforación de las formaciones Real y Lisama y se obtuvieron los siguientes resultados **Tabla 17**.

Tabla 17. Resultados de la prueba de acreción.

Fluido		Peso tubo (gr)	Peso tubo + arcilla (gr)	Peso arcilla retenida en la barra (gr)	Peso de la muestra (gr)	Porcentaje de adherencia (%)
Lodo base	Lisama	94,93	96,56	1,63	30,01	5,43
	Real	93,77	96,28	2,51	30,00	8,36
F2	Lisama	94,95	97,30	2,35	30,00	7,83
	Real	93,60	96,20	2,6	30,04	7,65
F3	Lisama	94,70	98,34	3,64	30,00	12,13
	Real	94,85	104,82	9,97	30,05	33,17
F4	Lisama	93,76	99,41	5,65	30,02	18,82
	Real	93,59	99,30	5,71	30,12	18,95
F5	Lisama	94,93	102,57	7,64	30,01	25,45
	Real	94,94	101,22	6,28	30,06	20,89
F6	Lisama	94,84	97,00	2,16	30,04	7,19
	Real	94,69	96,92	2,23	30,05	7,42
Fluido Actual	Lisama	94,96	97,62	2,66	30,00	8,86
	Real	93,71	96,99	3,28	30,03	10,92

Con base en la tabla anterior, se tiene que los fluidos que menor porcentaje de adherencia tienen son el Fluido 2 con 7,83 % para Lisama y 7,65% para Real y el Fluido 6 con 7,19% para Lisama y 7,42% para Real, lo que quiere decir que estos fluidos disminuyen las posibilidades de que haya embolamiento de la broca

durante la perforación, ya que entre más alto sea el porcentaje de adherencia mayor será la posibilidad de que el fluido cause este problema, sin embargo se tiene que valores inferiores a 20% son aceptables.

El fluido base, que no contiene ningún tipo de inhibidor, posee para Lisama un porcentaje de adherencia del 5,43% y para Real del 8,36%.

El fluido 3 mostró para Lisama 12,13% y para Real 33,17% los cuales son valores elevados si se compara con los resultados obtenidos en las otras formulaciones.

La formulación 4 obtuvo 18,82% y 18,95% para Lisama y Real respectivamente.

En cuanto al Fluido 5 se obtuvo 25,45% para Lisama y 20,89% para Real.

Por último, el fluido actual del Campo arrojó un porcentaje de adherencia de 8,86% para Lisama y 10,92% para Real.

5.2.5 Dispersión. Por medio de esta prueba se mide el efecto dispersante que un fluido de perforación puede tener sobre algún tipo de arcilla, en otras palabras muestra el porcentaje de roca que se dispersa en un fluido.

Para la prueba de dispersión se usaron muestras provenientes de las formaciones Real y Lisama y se obtuvieron los siguientes resultados **Tabla 18**.

Tabla 18. Resultados de dispersión

Fluido		Muestra adicionada (gr)	Muestra no dispersada (gr)	Porcentaje de dispersión (%)
Lodo Base	Lisama	30,05	13,50	55,07
	Real	30,03	16,73	44,02
F2	Lisama	30,01	24,01	19,99
	Real	30,04	20,54	31,62
F3	Lisama	30,02	29,98	0,13
	Real	30,04	28,07	6,55
F4	Lisama	30,05	29,42	2,09
	Real	30,02	21,75	27,54
F5	Lisama	30,03	20,52	31,66
	Real	30,05	24,18	19,53
F6	Lisama	30,02	15,24	49,23
	Real	30,03	23,52	21,67
Fluido Actual	Lisama	30,01	23,56	21,49
	Real	30,03	18,29	39,09

Teniendo en cuenta la anterior tabla se tiene que el fluido base, el cual no contiene inhibidores arrojó los resultados más altos en comparación con los otros fluidos ya que para Lisama se obtuvo un porcentaje de dispersión del 55,07% y para Real del 44,02%, esto quiere decir que más de la mitad de la arcilla se deshizo. Por otra

parte se dice que a mayor porcentaje de dispersión, mayor será la cantidad de sólidos en el fluido de perforación.

De los fluidos evaluados el que mejor resultado mostró en cuanto al porcentaje de dispersión fue la formulación 3, la cual contiene 6 lpb de BDF 546 ya que para Lisama se obtuvo 0,13% y para Real 6,55% que si se compara con el fluido base existe una reducción en el porcentaje de dispersión del 54,94% para Lisama y del 37,47% para Real.

En cuanto al fluido 2 se obtuvo un porcentaje de dispersión de 19,99% para Lisama y 31,62% para Real. El Fluido 4 reportó 2,09% para Lisama y 27,54% para Real. El fluido 5 arrojó una dispersión del 31,66% para Lisama y 19,53% para Real. El fluido 6 tuvo un porcentaje de dispersión de 49,23% para Lisama y 21,67% para Real y por último, el fluido actual obtuvo 21,49% para Lisama y 39,09% para Real.

5.2.6 Filtrado HPHT. El filtrado HPHT es realizado a alta presión y alta temperatura con el fin de simular las condiciones que se tienen en campo, en donde se pueden llegar a presentar temperaturas y presiones extremas, y es allí donde se requiere que el filtrado del lodo a la formación sea tan bajo como sea posible.

Las condiciones de operación para esta prueba fueron:

- Diferencial de presión de 500 psi
- Temperatura de 180°F

Los resultados obtenidos se encuentran en la **Tabla 19**.

Tabla 19. Filtrado HPHT

Filtrado HPHT (ml)						
Lodo Base	F2	F3	F4	F5	F6	Fluido Actual
20	18,4	30,4	22	46,8	30	21,2

Con base en la Tabla 19 se tiene que el fluido 2 el cual contiene 4 lpb de inhibidor estabilizador de shale, 0,5 lpb de polímero floculante de alto peso molecular y 7 lpb de inhibidor base amina obtuvo 18,4 ml de filtrado HPHT siendo este entre las formulaciones evaluadas el fluido con menor filtrado, lo que quiere decir que al estar a condiciones de alta temperatura y alta presión este fluido tendrá una invasión de 18 ml en las formaciones, lo cual se considera una baja invasión. De esta manera puede evitar que se generen taponamientos.

Por otra parte, se tiene que F3 presentó 30,4 ml, F4 tuvo 22 ml , F5 arrojó 46,8 ml, F6 mostró 30 ml, y el fluido actual obtuvo 21,2 ml de filtrado HPHT. Estos valores

no están dentro del rango de aceptación general ya que son muy altos si se tiene en cuenta que por debajo de 20 ml es un filtrado adecuado. Lo que quiere decir que estos fluidos al entrar en contacto con las formaciones atravesadas podrían ocasionar invasión y causar taponamientos.

5.2.7 Lubricidad. Un buen coeficiente de lubricidad en un lodo incrementa la vida útil de la broca y la sarta de perforación. Según Halliburton Baroid⁹³ a nivel de laboratorio se usa un equipo llamado Lubricity Tester para medir dicho coeficiente y lo hace midiendo la fricción que hay entre el anillo y el bloque que representa la tubería y las paredes del pozo, adicionalmente por medio de un brazo de torsión se le aplica una carga de 150 lbs/pulgada.

Esta prueba se realizó para todas las formulaciones y se obtuvieron los siguientes resultados, (ver **Tabla 20**).

Tabla 20. Coeficientes de lubricidad

Coeficientes de lubricidad						
Lodo Base	F2	F3	F4	F5	F6	Fluido Actual
0,24	0,25	0,27	0,29	0,19	0,23	0,26

Teniendo en cuenta que a ninguno de los fluidos se le añadieron lubricantes, se dice que todos lodos están en un rango aceptable de lubricidad para lodos base agua. Por otra parte, el que mejor resultado muestra es el fluido 5 el cual contiene una mezcla de 7 lpb BDF 674, 0,5 lpb de polímero floculante de alto peso molecular y 4 lpb de inhibidor estabilizador de shale ya que arroja un coeficiente de lubricidad de 0,19, lo que quiere decir que es el que presenta menor fricción entre las paredes del hueco y la tubería.

5.3 EVALUACIÓN DE LOS FLUIDOS PROPUESTOS.

En la **Tabla 21** se resumen los resultados de las pruebas de laboratorio que fueron realizadas a cada una de las formulaciones propuestas, para determinar qué fluido es el más adecuado para la zona de interés que en este caso es la segunda sección de 8 ¾" del pozo A ubicado en el Campo San Roque.

⁹³ HALLIBURTON BAROID, Manual de fluidos Baroid, Abril 2005.p.253.

Tabla 21. Resumen resultados pruebas de laboratorio.

Propiedad		Lodo base	F2	F3	F4	F5	F6
	pH	9,4	10,9	11,28	10,8	10,23	9,8
	Filtrado API (ml/30min)	4,4	4,4	4,4	4,3	15	9,9
	Densidad (ppg)	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9
Reología	600 rpm	78	86	82	73	125	82
	300 rpm	53	60	58	49	106	52
	200 rpm	42	49	47	41	93	45
	100 rpm	29	36	35	29	76	32
	6 rpm	7	11	13	7	45	10
	3 rpm	9	14	10	9	42	9
	VP, cp	25	26	24	24	19	30
	YP, lbs/100 pies ²	28	34	25	34	87	22
	YS, lbs/100 pies ²	5	7	5	7	39	11
	Geles	10 seg	11	11	12	8	41
10 min		12	14	18	10	42	14
Alcalinidad	Pf	0,04	1,12	2,50	1,46	1,72	0,36
	Mf	0,6	2,54	4,08	1,84	3,52	1,56
	Calcios	108	76	48	96	80	240
	Cloruros, ml	900	1.150	860	1.000	3.000	1.000
CST (seg)	Real	564,5	44,5	213,7	56,3	54,1	840,5
	Lisama	580,0	108,3	220,3	129,4	58,95	864,0
LSM (%)	Real	28,79	18,74	24,97	23,80	27,81	20,78
	Lisama	26,39	7,04	20,92	19,05	20,89	24,28
Acreción (%)	Real	8,36	7,65	33,17	18,95	20,89	7,42
	Lisama	5,43	7,83	12,13	18,82	25,45	7,19
Dispersión (%)	Real	44,02	31,62	6,55	27,54	19,53	21,67
	Lisama	55,07	19,99	0,13	2,09	31,66	49,23
	Filtrado HPHT (ml)	20	18,4	30,4	22	46,8	30
	Lubricidad	0,24	0,25	0,27	0,29	0,19	0,23

Para seleccionar las mejores formulaciones se tuvo en cuenta el poder de inhibición y la estabilidad de cada uno de los fluidos. Con base en los resultados obtenidos se tiene que el fluido que mejor mitiga el hinchamiento de las arcillas presentes en las formaciones Real y Lisama es el Fluido 2, este contiene 4 lpb de inhibidor estabilizador de *shale*, 0,5 lpb de polímero floculante de alto peso molecular y 7 lpb de inhibidor base amina. Por otra parte tiene el porcentaje de acreción más bajo respecto a las otras formulaciones, lo cual evita que haya embolamiento de la broca. En cuanto a los resultados de dispersión, están en un rango aceptable. Adicionalmente este fluido presenta un buen coeficiente de lubricidad teniendo en cuenta que no contiene ningún lubricante, lo cual garantiza que haya menor fricción entre la tubería y la pared del hueco. En cuanto al filtrado a alta presión y temperatura, este fluido obtuvo los resultados más bajos, lo que

quiere decir que tendrá una baja invasión en las formaciones atravesadas durante la perforación.

Por otra parte, el fluido 4 el cual contiene 0,5 lpb de polímero floculante de alto peso molecular, 4 lpb de BDF 546 y 7 lpb de inhibidor base amina mostró que tiene un buen poder de inhibición de los cortes de perforación del Campo San Roque y adicionalmente presenta un bajo filtrado HPHT.

Para determinar la estabilidad de los fluidos se hicieron pruebas básicas como peso, reología, filtrado API y químicas y se obtuvo que los Fluidos 2 y 4 muestran resultados muy similares en cuanto a viscosidad plástica, Yield Point, pH y filtrado API. Al tener una baja viscosidad plástica hace que se mejore la hidráulica en la perforación haciendo aumentar la vida útil de la broca, por otra parte al tener un alto Yield Point hace que se tenga una buena limpieza del hueco. En cuanto al pH, se encuentra en un rango aceptable para los dos fluidos ya que este no puede ser muy bajo porque los almidones se descomponen y si es muy alto los polímeros se pueden degradar. Por último, se obtuvo un bajo filtrado API para ambos fluidos.

Con base en lo anterior fueron seleccionados F2 y F4 para realizarles las pruebas especiales de Taponamiento Por Partícula (PPT) y Fann 77, con la finalidad de definir la mejor formulación para el Campo San Roque.

5.3.1 Taponamiento por partícula (PPT). Por medio de esta prueba se mide la capacidad que tiene un fluido de taponar los poros creando una pared o cake para proteger la formación. El material de puenteo es el encargado de formar la pared protectora y el tamaño de este agente depende de la permeabilidad que tiene la formación. Cuando se calcula el PPT se tiene en cuenta la pérdida de fluido instantánea inicial y la pérdida al cabo de 30 minutos.

Las condiciones de operación para esta prueba fueron:

- Temperatura de 180 °F
- Diferencial de presión de 1.000 psi
- Discos Aloxit de 20 y 40 micrones con diámetros medios de garganta poral de 25- 30 micrones.

En la **Tabla 22** se muestra el material de puenteo usado para los fluidos evaluados.

Tabla 22. Material de puenteo para los fluidos.

Material de puenteo	F2	F4	Fluido Actual
Carbonato de calcio 50 m (lpb)	60	60	135
Carbonato de calcio 25 m (lpb)	60	60	135
Carbonato de calcio 5 m (lpb)	-	-	135

En la **Tablas 23 y 24** se muestran los resultados obtenidos en la prueba de PPT realizada a los Fluidos 2, 4 y actual.

Tabla 23. Resultados PPT

Disco 20 micrones			
PPT	F2	F4	Fluido actual
Spurt (ml)	4,4	3,2	2,2
Filtrado (ml)	14	17,6	14,7
Total PPT (ml)	32,4	38,4	19,1

Tabla 24. Resultados PPT

Disco 40 micrones			
PPT	F2	F4	Fluido actual
Spurt (ml)	4,0	4,4	2,4
Filtrado (ml)	15,8	17	15
Total PPT (ml)	35,6	38,4	19,8

De acuerdo a los resultados obtenidos en la prueba se tiene que hay un excesivo filtrado si se compara con el fluido actual, ya que en el caso del Fluido 2 para el disco de 20 micrones hubo un aumento de 13,3 ml y el Fluido 4 incrementó 19,3 ml respecto al fluido actual. En el disco de 40 micrones también se evidencio un aumento en el fluido 2 de 15,8 ml y en el fluido 4 de 18,6 ml. Por lo tanto, se determinó que era necesario modificar la configuración del material de puenteo con el fin de reducir los valores de PPT.

En la **Tabla 25** se muestran las modificaciones que se le hicieron a las formulaciones 2 y 4.

Tabla 25. Reformulación de los fluidos 2 y 4.

Producto	F2	F4	
Agua (bl)	0,89	0,89	
Glutaraldehido (lpb)	0,3	0,3	
Goma Xanthan (lpb)	1,25	1,25	
Agente controlador de filtrado A (lpb)	1	1	
Agente controlador de filtrado B (lpb)	1	1	
Material antiacreción (lpb)	4	4	
Asfalto sulfonatado	3	3	
Carbonato de calcio 25 m (lpb)	24	24	
Carbonato de calcio 5 m (lpb)	96	96	
Bentonita (lpb)	4	4	
Inhibidores	Inhibidor estabilizador de shale (lpb)	4	-
	Polímero floculante de alto peso molecular (lpb)	0,5	0,5
	BDF 546 (lpb)	-	4
	Inhibidor base amina (lpb)	7,0	7,0

Con base en la anterior tabla, las modificaciones realizadas a los fluidos fueron las siguientes: la goma *xanthan* se incrementó en 0,25 lpb, el agente controlador de filtrado A se redujo 0,5 lpb, se le agregó 3 lpb de asfalto sulfonatado y la configuración del material puenteo para estos fluidos se cambió a 24 lpb de carbonato de calcio 25 micrones y a 96 lpb de carbonato de calcio 5 micrones.

En la **Tablas 26 y 27** se muestran los resultados obtenidos en la prueba de PPT realizada con las modificaciones expuestas anteriormente.

Tabla 26. Resultados PPT

Disco 20 micrones		
PPT	F2	F4
Spurt (ml)	2,1	4,0
Filtrado (ml)	8	11,2
Total PPT (ml)	18,1	26,4

Tabla 27. Resultados PPT

Disco 40 micrones		
PPT	F2	F4
Spurt (ml)	2,4	4,4
Filtrado (ml)	8,2	12,0
Total PPT (ml)	18,8	28,4

Con las modificaciones realizadas a la base de los fluidos se logró reducir los valores de PPT en las dos formulaciones. El Fluido 2 arrojó valores de PPT aceptables ya que para el disco de 20 micrones se obtuvo 18,1 ml y para el disco de 40 micrones 18,8 ml, esto quiere decir que este fluido mejoró el sello y por ende arrojó una menor cantidad de filtrado. Por otra parte, la formulación 4 redujo los valores de PPT obteniendo para el disco de 20 micrones 26,4 ml y para el disco de 40 micrones 28,4 ml, sin embargo estos resultados siguen siendo altos, ya que se considera que por encima de 20 ml es un filtrado alto.

5.3.2 Fann 77. Determina las propiedades reológicas de los fluidos a altas presiones y temperaturas. Adicionalmente incluye Tau 0, n y K. En donde Tau 0 es la resistencia de gel en tiempo 0, k es la viscosidad de un fluido que fluye y n es el índice de flujo.

Las condiciones de operación para esta prueba fueron:

- Temperatura 120 °F y presión 0 psi; temperatura 180 °F y presión 5.800 psi.

En la **Tabla 28** se muestran los resultados obtenidos en el Fann 77 y los resultados de Fann 35 a 120 °F y 0 psi para la formulación 2.

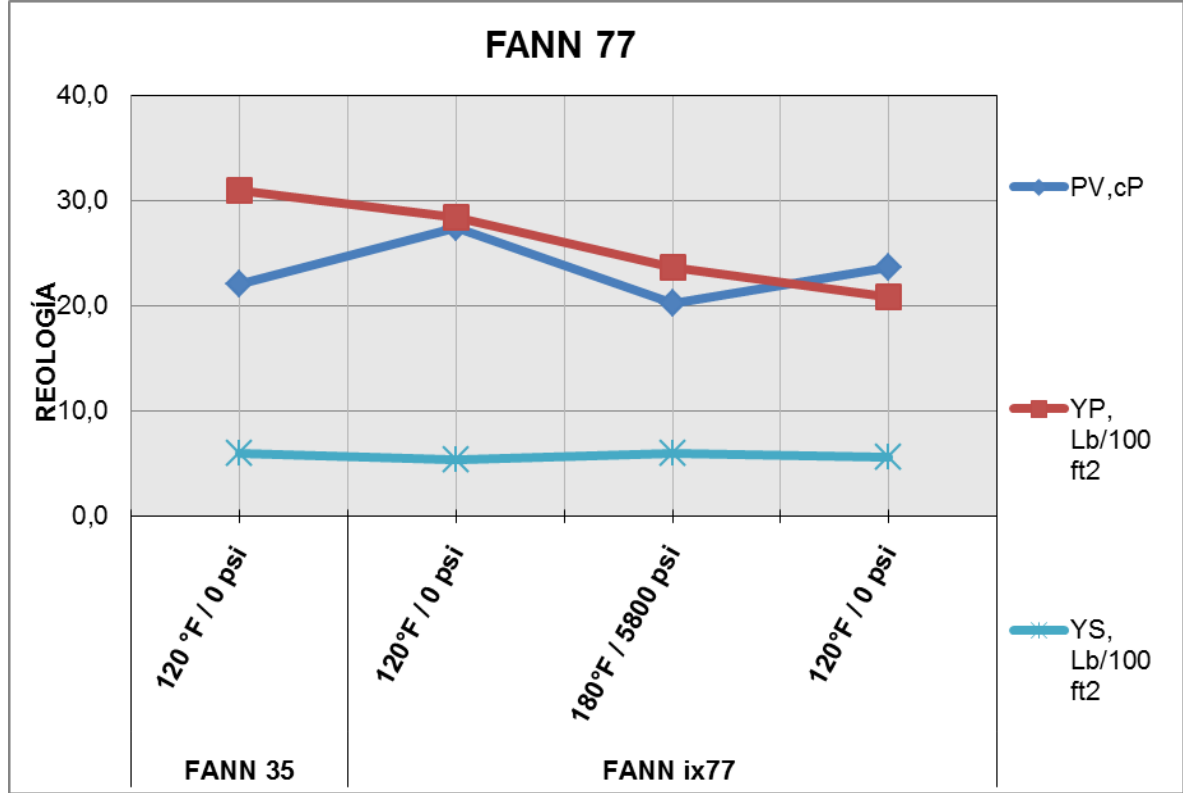
Tabla 28. Resultados Fann 77 y Fann 35 del fluido 2

	FANN 35		FANN 77	
	120	180	120	180
Temperatura (°F)	120	120	180	120
Presión de Prueba (psi)	0	0	5.800	0
600 RPM	75	83,2	64,1	68,2
300 RPM	53	55,8	43,9	44,5
200 RPM	49	42,1	30,4	39,8
100 RPM	36	30	20,9	26,4
6 RPM	12	6,8	6	6,2
3 RPM	9	6,1	6	5,9
PV,cP	22	27,4	20,2	23,7
YP, Lb/100pies ²	31	28,4	23,7	20,8
YS, Lb/100pies ²	6	5,3	6	5,6
Geles 10"/10' Lb/100pies ²	-	-	-	-

En la anterior tabla se determinaron las propiedades reológicas que tiene el fluido 2, a temperaturas de 120 y 180 °F, con presiones de 0 y 5.800 psi, con el fin de simular las condiciones a las que se encuentra el fluido dentro del pozo.

Se graficaron las propiedades VP, YP y YS para observar el comportamiento que tiene la reología del fluido a las condiciones de temperatura y presión establecidas previamente. (Ver **Gráfica 13**).

Gráfica 13. Reología Fann 77 y Fann 35 del fluido 2



Teniendo en cuenta los resultados obtenidos, se tiene que a condiciones de alta presión y alta temperatura el sistema del fluido 2 el cual contiene 4 lpb de inhibidor estabilizador de *shale*, 0,5 lpb de polímero floculante de alto peso molecular y 7 lpb de inhibidor base amina muestran ser estables, ya que mantiene los valores de viscosidad plástica, yield point y yield stress, lo cual garantiza que el fluido al entrar al pozo va a conservar buenas propiedades reológicas.

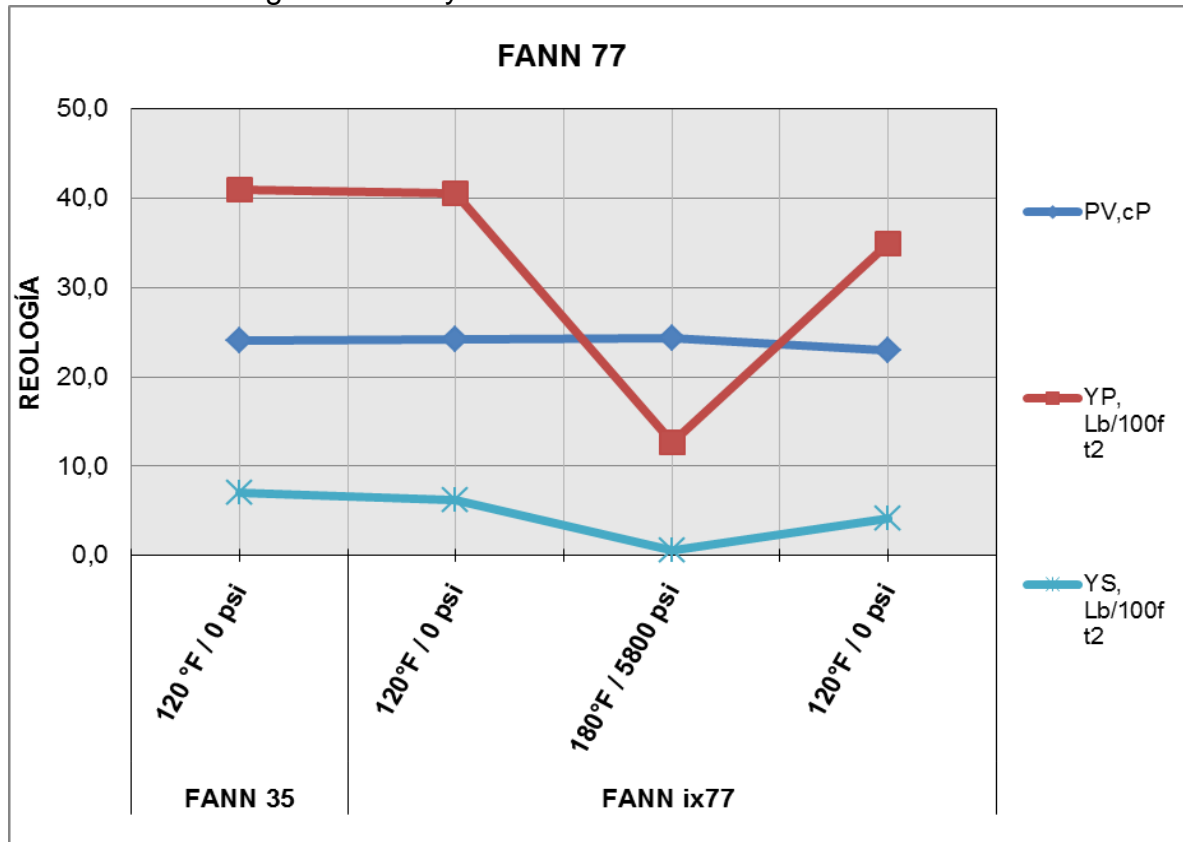
En la **Tabla 29** se observan los resultados obtenidos en el Fann 77 y los resultados de Fann 35 a 120 °F y 0 psi para la formulación 4.

Tabla 29. Resultados Fann 77 y Fann 35 del fluido 4.

	FANN 35		FANN 77	
Temperatura (°F)	120	120	180	120
Presión de Prueba (psi)	0	0	5.800	0
600 RPM	89	89	61,2	80,9
300 RPM	65	64,7	36,9	57,9
200 RPM	54	50,0	27,5	47,2
100 RPM	40	35,7	16,9	33,8
6 RPM	13	9,3	2,9	8,5
3 RPM	10	7,7	1,7	6,3
PV,cP	24	24,2	24,3	23
YP, Lb/100pies ²	41	40,5	12,6	34,9
YS, Lb/100pies ²	7	6,2	0,5	4,1
Geles 10"/10' Lb/100pies ²	-	-	-	-

A continuación se muestran las propiedades reológicas del fluido VP, YP y YS en la **Gráfica 14**.

Gráfica 14. Reología Fann 77 y Fann 35 del fluido 4



Con base en los resultados obtenidos se observa que la formulación 4 es muy inestable a condiciones extremas ya que se observan caídas drásticas del *yield*

point y del *yield stress*, lo cual se interpreta como que no es capaz de mantener sus propiedades reológicas estables en condiciones de pozo.

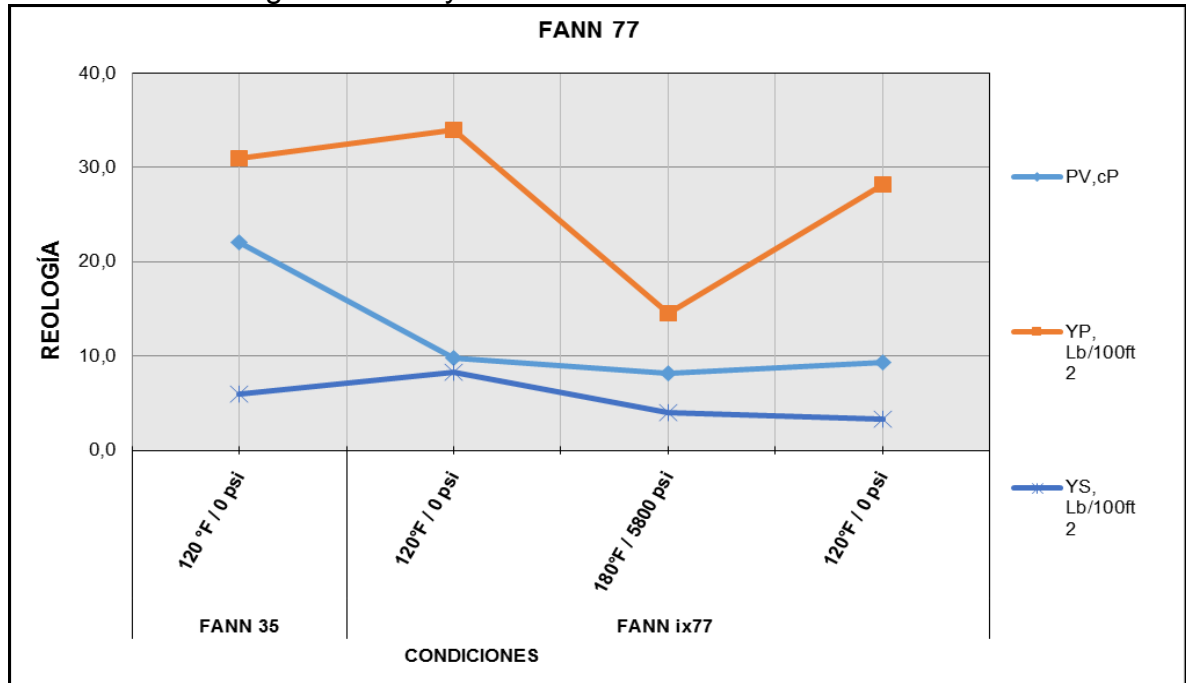
En la **Tabla 30** se muestran los resultados obtenidos en el Fann 77 y los resultados de Fann 35 a 120°F y 0 psi para la formulación actual del Campo.

Tabla 30. Resultados Fann 77 y Fann 35 del fluido actual.

	FANN 35		FANN 77	
Temperatura (°F)	120	120	180	120
Presión de Prueba (psi)	0	0	5.800	0
600 RPM	75	53,5	30,8	46,9
300 RPM	53	43,7	22,7	37,5
200 RPM	49	30,5	14	25,7
100 RPM	36	9,2	2	6,6
6 RPM	12	6,8	0,9	4,6
3 RPM	9	7,5	2,4	3,9
PV,cP	22	9,8	8,1	9,4
YP, Lb/100pies ²	31	33,9	14,5	28,2
YS, Lb/100pies ²	6	8,3	4	3,3
Geles 10"/10' Lb/100pies ²	-	-	-	-

A continuación se muestran las propiedades reológicas del Fluido actual, VP, YP Y YS (ver **Gráfica 15**).

Gráfica 15. Reología Fann 77 y Fann 35 del fluido actual.



5.4 SELECCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN Y COMPARACIÓN CON EL FLUIDO ACTUAL

En esta sección se seleccionó el fluido de perforación más adecuado para la zona en estudio con base en los resultados obtenidos en las pruebas especiales de Taponamiento Por Partícula (PPT) y Fann 77. Por otra parte, se hizo una comparación de las propiedades básicas (densidad, pH, filtrado API, pruebas químicas y reología) entre el fluido propuesto por los investigadores y el fluido actual del campo.

5.4.1 Selección del fluido de perforación. Inicialmente se escogió la formulación 2 la cual contiene 4 lpb de inhibidor estabilizador de shale, 0,5 lpb de polímero floculante de alto peso molecular y 7 lpb de inhibidor base amina y la formulación 4 la cual contiene 0,5 lpb de polímero floculante de alto peso molecular, 4 lpb de BDF 546 y 7 lpb de inhibidor base amina. A estos dos fluidos se les realizó las pruebas especiales de Taponamiento Por Partícula (PPT) y Fann 77 con el fin de seleccionar el fluido adecuado para la zona de interés.

Con base en los resultados se obtuvo que la formulación 2 es la más adecuada para la perforación de la segunda sección de 8 $\frac{3}{4}$ " del pozo A ubicado en el Campo San Roque ya que presenta valores de PPT aceptables, lo que significa que el fluido al entrar en contacto con las formaciones genera un sello que logra reducir el filtrado hacia las formaciones. Por otra parte, en el Fann 77 la reología del fluido a condiciones extremas de presión y temperatura se mantiene estable lo que garantiza que el fluido en pozo va a mantener sus propiedades.

5.4.2 Comparación del fluido actual con el desarrollado. En la **Tabla 31** se muestran los productos y las concentraciones que tienen tanto fluido actual como el desarrollado.

Tabla 31. Formulación del fluido actual y el desarrollado.

Producto	Fluido actual	Fluido Desarrollado
Agente controlador de filtrado de baja viscosidad (lpb)	1,75	-
Glutaraldehído (lpb)	0,43	0,3
Goma Xanthan (lpb)	1,12	1,25
Agente controlador de filtrado A (lpb)	2,12	1
Agente controlador de filtrado B (lpb)	-	1
Material antiacreción (lpb)	3,5	4
Asfalto sulfonado	-	3
Carbonato de calcio 50 m (lpb)	135	-
Carbonato de calcio 25 m (lpb)	135	24
Carbonato de calcio de 5m (lpb)	135	96
Soda cáustica (lpb)	0,63	-
Lubricante (lpb)	4,5	-
Bentonita (lpb)	4	4
Inhibidor estabilizador de shale (lpb)	7,5	4
Polímero floculante de alto peso molecular (lpb)	-	0,5
Inhibidores Inhibidor base amina (lpb)	3,5	7,0

En la **Tabla 32** se observan las propiedades que tiene el fluido que actualmente se utiliza en el campo y el desarrollado.

Tabla 32. Propiedades del fluido actual y el desarrollado.

Propiedad		Fluido actual	Fluido desarrollado
	pH	9,4	10,9
	Filtrado API (ml/30min)	4,4	4,4
	Densidad (ppg)	9,9	9,9
Reología	VP, cp	23	26
	YP, lbs/100	25	34
	pies ²		
	YS, lbs/100	9	7
Geles	pies ²		
	10 seg	No progresivos	No progresivos
	10 min	No progresivos	No progresivos
Alcalinidad	Pf	1,58	1,12
	Mf	2,60	2,54
	Calcios	118	76
	Cloruros, ml	910	1.150

Como se ilustra en la tabla anterior, se tiene que en cuanto al pH los dos fluidos se encuentran en un rango aceptable. El filtrado API y la densidad es el mismo en los dos fluidos. La reología del fluido desarrollado es similar a la del fluido actual, sin embargo la del propuesto es más alta lo cual trae ventajas a la hora de la perforación ya que a condiciones extremas de presión y temperatura la reología del fluido se ve afectada y tiende a disminuir. En cuanto a los geles los dos fluidos tienen geles no progresivos, esto quiere decir que el fluido al estar estático en el pozo no se va a gelificar tan rápido con el tiempo y por último los resultados de las pruebas químicas son muy similares en los dos fluidos.

Teniendo en cuenta lo anterior, se tiene que el fluido actual y el desarrollado en cuanto a propiedades se comportan de manera muy similar.

En la **Tabla 33** se muestra un resumen de los resultados obtenidos en las pruebas especiales del Fluido 2 desarrollado por los investigadores, y del fluido que actualmente se está utilizando en el Campo San Roque.

Tabla 33. Pruebas especiales del Fluido 2 y fluido actual

Propiedad		Fluido desarrollado	Fluido actual
Fann 77 @ 180°F – 5.800 psi	600 rpm	64,1	30,8
	300 rpm	43,9	22,7
	200 rpm	30,4	14
	100 rpm	20,9	2
	6 rpm	6	0,9
	3 rpm	6	2,4
	VP, cp	20,2	8,1
	YP, lbs/100 pies2	23,7	14,5
	YS, lbs/100 pies2	6	4
CST (seg)	Real	44,5	52,5
	Lisama	108,3	126,7
LSM (%)	Real	18,74	21,28
	Lisama	7,04	22,97
Acreción (%)	Real	7,65	10,92
	Lisama	7,83	8,86
Dispersión (%)	Real	31,62	39,09
	Lisama	19,99	21,49
	Filtrado HPHT (ml)	18,4	21,2
	Lubricidad	0,25	0,26
PPT (ml)	Disco 20m	18,1	19,1
	Disco 40m	18,8	19,8

Teniendo en cuenta la Tabla 33, se puede afirmar que en la prueba de Fann 77, donde los fluidos son sometidos a condiciones extremas de presión y temperatura, la formulación que actualmente se usa en el campo arroja valores de VP y YP muy bajos respecto al fluido desarrollado por los investigadores, lo cual quiere decir que el fluido actual es inestable a estas condiciones. Por otra parte, se tiene que hubo una reducción del porcentaje de hinchamiento lineal en el fluido desarrollado, en la Formación Lisama se redujo 15,93% y en Real 2,54% respecto al fluido actual. Por lo tanto, el fluido desarrollado en la investigación podría mitigar el hinchamiento de las arcillas ya que la prueba de Tiempo de Succión Capilar también corrobora dicha disminución.

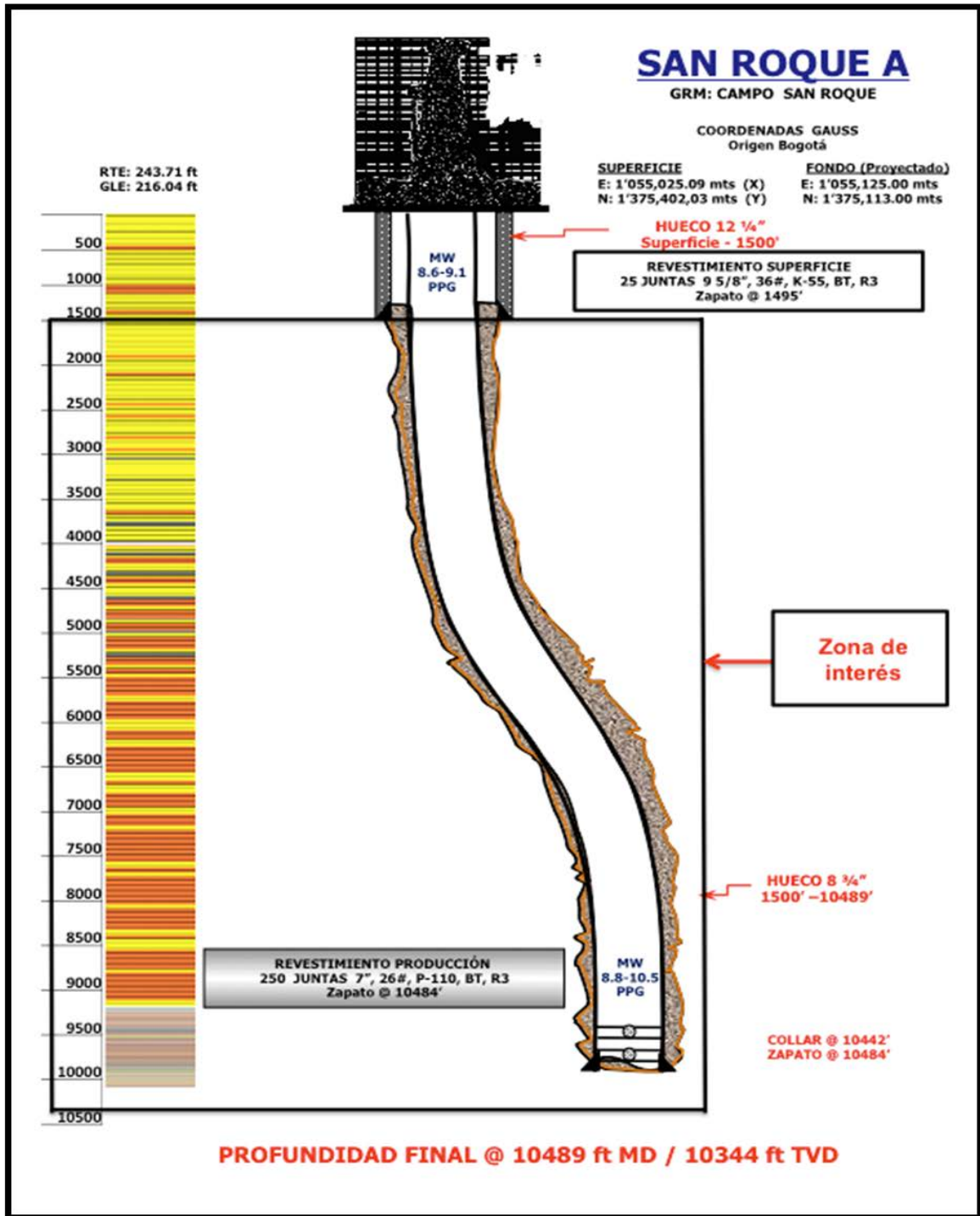
6. ANÁLISIS FINANCIERO

El Campo San Roque se ha venido perforando con un fluido de perforación que contiene en su formulación inhibidores base amina y silicato de potasio, sin embargo, este lodo está ocasionando que los minerales arcillosos de las formaciones atravesadas reaccionen, lo cual ocasiona que se hinchen y por lo tanto, que haya una reducción en el diámetro del pozo incrementando los costos del proceso de perforación. Por lo tanto, en este proyecto se buscó mitigar el hinchamiento de las arcillas durante la perforación de los pozos, para lo cual se probaron nuevas combinaciones y concentraciones de inhibidores con cortes de perforación de la segunda sección de 8 ¾ del pozo A, siendo esta sección el área de estudio del proyecto. Se determinaron cinco formulaciones con diferentes inhibidores por medio de pruebas de laboratorio y se escogió el mejor fluido para darle solución a la problemática del Campo. En este capítulo se realizó una evaluación financiera analizando dos escenarios expuestos, uno en el que se describen los costos del fluido de perforación utilizado actualmente y otro en el que se encuentran los costos del fluido desarrollado en este proyecto.

La evaluación financiera del proyecto se realizó tomando como unidad monetaria de valor constante el dólar americano (USD), con una tasa de interés de oportunidad del 15% efectivo anual. El proyecto tiene una duración de un año y está dividido en 2 periodos semestrales, durante los cuales se estima que se van a perforar 3 pozos por periodo. Se utilizó la metodología del Valor Presente Neto y adicionalmente se hizo un análisis de costos del fluido de perforación desde el punto de vista de una compañía de servicios para cada uno de los escenarios propuestos.

En la **Figura 34** se muestra el estado mecánico del pozo A en el cual se señala la zona de interés en donde se utiliza el fluido actual y el desarrollado en el proyecto.

Figura 34. Estado mecánico pozo San Roque A



Fuente: HALLIBURTON LLC. Software DFG, 2015. Modificado por los autores.

La zona de interés tiene un espesor de 8.989 pies y está delimitada entre las profundidades de 1.500 hasta 10.489 pies.

6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Para la evaluación de los costos de los fluidos de perforación, se tienen en cuenta los valores de cada uno de los aditivos con las concentraciones correspondientes, con el fin de determinar qué fluido le genera mayores beneficios a la compañía.

A continuación en la **Tabla 34** se presentan los costos de cada uno de los aditivos que son utilizados tanto en el fluido actual como en el desarrollado por los investigadores

Tabla 34. Costo de los aditivos.

Producto	Unidad de Empaque	Costo (USD)
Agente controlador de filtrado de baja viscosidad	55 lb/saco	120,0
Agente controlador filtrado A	50 lb/saco	120,0
Agente controlador filtrado B	50 lb/saco	120,0
Goma Xanthan	55 lb/saco	210,0
Inhibidor estabilizador de shale	55 gal/Tambor	1.100,0
Inhibidor base amina	55 gal/Tambor	650,0
Polímero floculante de alto peso molecular	5 lb/saco	80,0
Carbonato de calcio 5 m	110 lb/saco	12,9
Carbonato de calcio 25 m	110 lb/saco	12,9
Carbonato de calcio 50 m	110 lb/saco	12,9
Soda cáustica	55 lb/saco	37,0
Glutaraldehido	5 gal/can	78,2
Lubricante	5 gal/can	75,0
Material antiacreción	5 gal/can	75,0
Bentonita	110 lb/saco	9,5
Asfalto sulfonatado	55 lb/saco	120,0

Para determinar el costo de los fluidos de perforación se calculó el volumen de lodo necesario para la zona de interés que en este caso es la segunda sección de 8 ¾”.

Por medio de la **Ecuación 8** se calculó el volumen en el hueco abierto, con el fin de hallar el costo del fluido en dicha sección.

Ecuación 8. Calculo de volumen hueco abierto.

$$V = \frac{(DI(\text{pulgadas}))^2}{1029,4} * 5500(\text{pies}) = (\text{bls})$$

Fuente: AMOCO PRODUCTION COMPANY. Drilling Fluids manual. Rev 6/94. p.34.

$$V = \frac{(8,75)^2}{1029,4} * 5500 = 409,06$$

El resultado del volumen de hueco abierto se aproxima a 410 bls.

En la **Tabla 35** se observa el volumen de fluido requerido en la zona de interés.

Tabla 35. Volumen de fluido para la zona de interés.

Esesor de la sección (pies)	Diámetro interno del hueco (DI)	Volumen del hueco (bls)	Volumen de washout (bls)	Volumen total (bls)
8.989	8,75	410	58	468

Con base en los cálculos realizados anteriormente se tiene que, para la perforación de la zona de interés se van a utilizar 468 bls de fluido.

A continuación en la **Tabla 36** se observa la campaña de perforación del Campo San Roque para el año 2016.

Tabla 36. Campaña de perforación para el Campo San Roque.

Periodo semestral	Número de pozos	Profundidad (pies)
1	3	10.500
2	3	10.500

Fuente: HALLIBURTON LATÍN AMÉRICA 2016. Base de datos.

6.1.1 Costo de un fluido de perforación. La elaboración de un fluido de perforación conlleva diversas clases de costos, entre estas, los costos operacionales y los costos de los componentes que forman el fluido de perforación. Para la realización de este análisis se utilizan únicamente los costos de los componentes del fluido, llamados también aditivos, los cuales para efectos de este capítulo se denominarán costos de fluido de perforación.

Se tienen en cuenta dos escenarios que permiten evaluar por separado los dos fluidos en estudio, el escenario uno describe los costos y cantidades de los

aditivos del fluido de perforación actual, y el escenario dos los costos de los aditivos del fluido de perforación desarrollado en este proyecto. Los dos escenarios determinan el costo para un barril de perforación y posteriormente calculan el costo de cada fluido para la próxima campaña de perforación.

6.1.2 Escenario 1. A continuación en la **Tabla 37** se muestra las concentraciones necesarias de cada producto para fabricar un barril de lodo, el empaque, el peso del producto en libras, la cantidad total necesaria de cada aditivo para fabricar un barril de fluido, el costo unitario de cada producto y el costo por cantidad de aditivo requerida.

El costo total de un barril de fluido de perforación se obtiene del resultado de la sumatoria de la columna de los costos por cantidad de aditivos del fluido, la cual a su vez, se obtiene multiplicando la columna de cantidad del producto requerida por su respectivo costo unitario (columna de costo por unidad). Al mismo tiempo, este costo por unidad se determina dividiendo la columna de concentración del producto entre la columna del peso del producto.

Tabla 37. Costos de un barril del fluido de perforación actual.

Producto	Concentración (lpb)	Empaque	Peso Producto (lb)	Cantidad Producto	Costo por unidad (USD)	Costo por cantidad (USD)
Agente controlador de filtrado de baja viscosidad	1,75	55 lb/saco	55	0,0318	120,0	3,81
Agente controlador filtrado A	2,12	50 lb/saco	50	0,0424	120,0	5,08
Goma Xanthan	1,12	55 lb/saco	55	0,0203	210,0	4,27
Inhibidor estabilizador de shale	7,50	55 gal/tambor	624	0,0120	1.100,0	13,22
Inhibidor base amina	3,50	55 gal/tambor	477	0,0073	650,0	4,76
Carbonato de calcio 5 m	135,00	110 lb/saco	110	1,2272	12,9	15,83
Carbonato de calcio 25 m	135,00	110 lb/saco	110	1,2272	12,9	15,83
Carbonato de calcio 50 m	135,00	110 lb/saco	110	1,2272	12,9	15,83
Soda cáustica	0,63	55 lb/saco	55	0,0114	37,0	0,42
Glutaraldehido	0,43	5 gal/can	44	0,0097	78,2	0,76
Lubricante	4,50	55 gal/can	431	0,0104	1.100,0	11,48
Material antiacreción	3,50	55 gal/can	358	0,0097	990,0	9,67
Total costo por barril (USD)						101,02

Fuente: HALLIBURTON LATÍN AMÉRICA 2016. Financiero 2ª. Xls. [citado febrero 28,2016]. Bogotá D.C. Hoja 2.

Teniendo en cuenta los cálculos realizados anteriormente y la campaña de perforación de este proyecto, se determinó la inversión requerida para perforar los pozos del Campo San Roque. En la **Tabla 38** se muestra la campaña de perforación en la cual se especifican los periodos, el número de pozos que serán perforados, los barriles de fluido requeridos, el costo en el que se incurre por cada barril y costo total del fluido para cada periodo.

Tabla 38. Costo total del fluido actual.

Periodo	Costo por barril (USD)	Barriles requeridos por pozo	Costo por pozo (USD)	Número de pozos	Total costo (USD)
1	101,02	468	47.277,36	3	141.832,08
2	101,02	468	47.277,36	3	141.832,08

6.1.3 Escenario 2. De acuerdo a los resultados de las pruebas de laboratorio se determinó que el fluido de perforación 2 es el que mejor mitiga la problemática actual del campo San Roque, por lo tanto es necesario conocer los costos en los que se incurre para poder fabricar un barril de este fluido.

La **Tabla 39** muestra las concentraciones necesarias de cada producto para fabricar un barril de lodo, el empaque, el peso del producto en libras, la cantidad total necesaria de cada aditivo para fabricar un barril de fluido, el costo unitario de cada producto y el costo por cantidad de aditivo requerida.

Para realizar los cálculos de los costos de cada aditivo se utilizó la misma metodología del escenario 1.

Tabla 39. Costos de un barril del fluido de perforación desarrollado.

Producto	Concentración (lpb)	Empaque	Peso Producto (lb)	Cantidad Producto	Costo por unidad (USD)	Costo por cantidad (USD)
Agente controlador de filtrado A	1,00	55 lb/saco	50	0,0200	120,0	2,40
Agente controlador filtrado B	1,00	50 lb/saco	50	0,0200	120,0	2,40
Goma Xanthan	1,25	50 lb/saco	55	0,0227	210,0	4,77
Inhibidor estabilizador de shale	4,00	55 lb/saco	624	0,0064	1.100,0	7,05
Inhibidor base amina	7,00	55 gal/Tambor	477	0,0146	650,0	9,53
Polímero floculante de alto peso molecular	0,50	5 gal/can	42	0,0119	80,0	0,95
Carbonato de calcio 5 m	96,00	110 lb/saco	110	0,8727	12,9	11,25
Carbonato de calcio 25 m	24,00	110 lb/saco	110	0,2181	12,9	2,81

Asfalto sulfonatado	3,00	55 lb/saco	55	0,0545	80,0	4,36
Glutaraldehído	0,30	5 gal/can	44	0,0068	78,2	0,53
Bentonita	4,00	50 lb/saco	50	0,0800	9,5	0,76
Material antiacreción	4,00	55 gal/can	358	0,0111	990,0	11,06
Total costo por barril (USD)						57,90

Fuente: HALLIBURTON LATÍN AMÉRICA 2016. Financiero 2ª. Xls. [citado febrero 28,2016]. Bogotá D.C. Hoja 2.

En la **Tabla 40** se muestra la inversión necesaria para la campaña de perforación ejecutada en el Campo San Roque, utilizando el fluido de perforación desarrollado por los investigadores. Cabe decir que allí se especifica el número de pozos, costo por barril del fluido y la inversión total del proyecto.

Tabla 40. Costo total del fluido desarrollado.

Periodo	Costo por barril (USD)	Barriles requeridos por pozo	Costo por pozo (USD)	Número de pozos	Total costo (USD)
1	57,90	468	27.097,20	3	81.291,60
2	57,90	468	27.097,20	3	81.291,60

6.2 EVALUACIÓN FINANCIERA

En esta sección se encuentra la evaluación financiera teniendo en cuenta la inversión necesaria para la campaña de perforación con cada una de los fluidos expuestos anteriormente.

6.2.1 Valor Presente Neto (VPN). Está definido como “El equivalente en pesos (\$) actuales de todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto”⁹⁴. En la **Ecuación 9** se muestra cómo calcular el VPN.

Ecuación 9. Valor Presente (VPN).

$$VP(i) = \frac{VF}{(1+i)^n}$$

Fuente: GUERRA Guillermo. Manual de administración de empresas agropecuarias, Edición 2. Agroamérica, 1992. p. 281.

En donde:

- VPN: Valor Presente Neto.
- F: Flujo de caja neto

⁹⁴ VILLAREAL. Arturo. Evaluación Financiera de proyectos de inversión. 2001. p. 67.

- i : Tasa de Interés de Oportunidad (TIO).
- n : Número de periodos en los que se va a evaluar el proyecto.

Ya que se utilizó la metodología del Valor Presente, su resultado se interpreta, a dólares de hoy, cuánto vale el proyecto.

Para calcular el Valor Presente se utilizó una tasa de interés de oportunidad (TIO) del 15% anual la cual es utilizada en los proyectos de inversión de la compañía. Este proyecto tiene una duración de un año, en los cuales existen dos periodos semestrales. La unidad monetaria utilizada es el dólar americano (USD).

En la **Ecuación 10** se muestra el método para convertir la tasa interés efectivo anual a efectivo semestral.

Ecuación 10. Interés semestral

$$i_{\text{semestral}} = \left((1 + ie)^{\frac{1}{n}} \right) - 1$$

Fuente:LYNTIK. Conversion de tasas de interés. Blog. October 25, 2014 [citado febrero 12,2016]. Disponible desde internet: www.lyntik.com/blog/conversion-de-tasas-de-interes/

- ie : corresponde a la tasa de interés anual establecida por la compañía de 15%.
- n : número de periodos, para este proyecto es de dos.

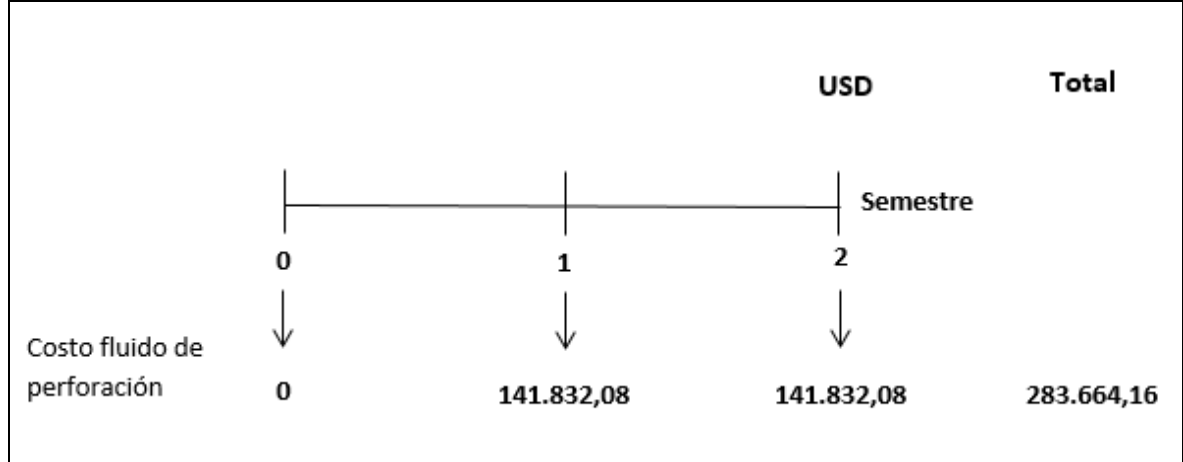
A continuación se remplazan los datos de la anterior ecuación.

$$i_{\text{semestral}} = \left((1 + 0,15)^{\frac{1}{2}} \right) - 1 = 0,0723 * 100 = 7,23\%$$

Con base en la anterior ecuación se tiene que el interés semestral de la tasa de oportunidad para la compañía es del 7,23%

6.2.1.1 Flujo de caja escenario 1. La **Figura 35** muestra los flujos de caja para la campaña de perforación usando el fluido actual, adicionalmente se observan los egresos totales de este proceso.

Figura 35. Flujo de efectivo para la campaña de perforación utilizando el fluido actual.

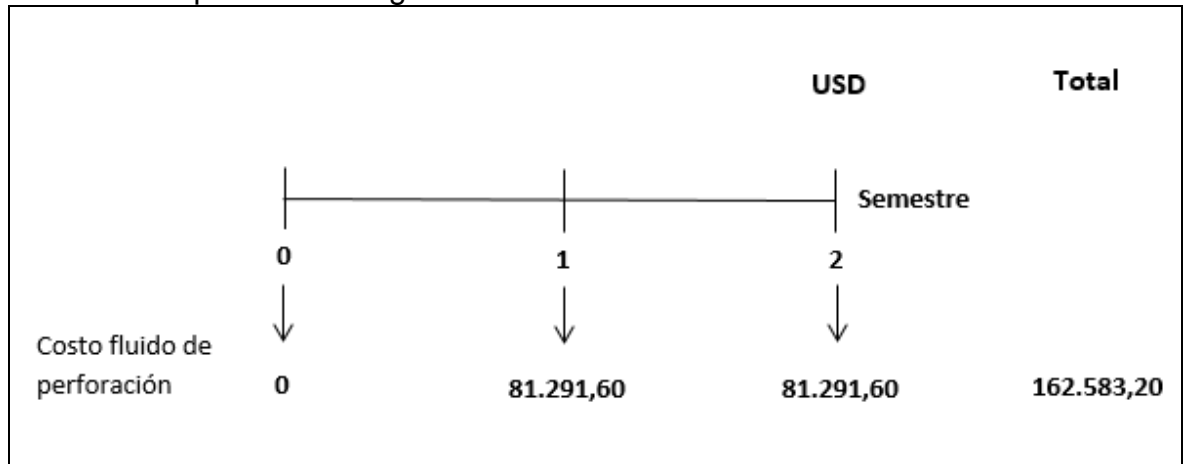


$$VPN(0,0723) = -\frac{141.832,08}{(1 + 0,0723)^1} - \frac{141.832,08}{(1 + 0,0723)^2}$$

$$VPN(0,0723) = -255.619,79 \text{ USD}$$

6.2.1.2 Flujo de caja escenario 2. La **Figura 36** muestra los flujos de caja para la campaña de perforación utilizando el fluido propuesto y adicionalmente se observan los egresos totales de este proceso.

Figura 36. Flujo de efectivo para la campaña de perforación utilizando el fluido desarrollado por los investigadores.



$$VPN(0,0723) = -\frac{81.291,60}{(1 + 0,0723)^1} - \frac{81.291,60}{(1 + 0,0723)^2}$$

$$VPN(0,0723) = -146.509,46 \text{ USD}$$

6.3 CONCLUSIÓN EVALUACIÓN FINANCIERA

Teniendo en cuenta los costos de fabricación de cada uno de los fluidos evaluados, se obtuvo que desde el punto de vista financiero, para la compañía Halliburton la mejor alternativa en la próxima campaña de perforación es utilizar el fluido de perforación desarrollado en este proyecto en la segunda sección de 8 3/4, el cual contiene 4 lpb de Inhibidor estabilizador de *shale*, 0,5 lpb de polímero floculante de alto peso molecular y 7 lpb de inhibidor base amina, debido a que le representa una reducción en los costos a dólares de hoy del 42,68% frente al fluido actual del Campo. Esto gracias a que las concentraciones de algunos aditivos disminuyeron y los productos utilizados son de menor precio.

7. CONCLUSIONES

- El fluido actual del Campo San Roque presentó una baja capacidad de inhibición de hinchamiento de arcillas, lo cual ha ocasionado presencia de viajes tortuosos en el Campo. Para evitar esto, se diseñó un fluido de perforación con inhibidores tipo Amina y Silicato de Potasio que presentó una mayor capacidad de inhibición de hinchamiento lineal de las arcillas del Campo San Roque.
- La identificación de las formaciones Real y Lisama como las formaciones más reactivas del campo mediante pruebas de DRX, CST Y MBT fue fundamental, ya que estas pueden brindar información suficiente para representar la localización del problema y poder atacarlo con un menor número de pruebas, lo que ahorró tiempo de desarrollo del proyecto.
- Realizar una matriz de pruebas de laboratorio para planear la ejecución de todo el proyecto evitó repetir o realizar pruebas innecesarias, lo cual aumentaría los costos de operación.
- Para lograr el mejor diseño posible de un fluido de perforación, es imperante realizar tantas pruebas de laboratorio como sean necesarias, escatimar en procesos puede producir información incompleta, lo que puede generar errores en la evaluación.
- Combinar pruebas básicas con pruebas más complejas o especiales fue importante, de esta manera se descartaron algunos fluidos que no pudieron mantener sus propiedades de condiciones normales en las condiciones extremas que afrontaban en algunas pruebas.
- Teniendo en cuenta las pruebas de Taponamiento Por Partícula (PPT) y Fann 77 se determinó que la formulación más adecuada para la perforación de la segunda sección de 8 ¾" del pozo A es la 2, la cual contiene 4 lpb de inhibidor estabilizador de shale, 0,5 lpb de polímero floculante de alto peso molecular y 7 lpb de inhibidor base amina ya que el fluido mantiene sus propiedades reológicas estables a condiciones extremas de presión y temperatura, además presenta valores de PPT aceptables.
- Con base en los resultados de la prueba de Tiempo de Succión Capilar se encontró que la Formulación 2 reduce el tiempo de succión capilar un 8% más que el Fluido actual para la formación Real y un 18% para la formación Lisama.
- Mediante la prueba de dispersión para la Formaciones Real y Lisama se encontró que el fluido desarrollado redujo los porcentajes de dispersión con respecto al Fluido actual en un 7,47% para Real y 1,5% en la Formación Lisama.

- La prueba de acreción arrojó que el Fluido 2 presenta menor porcentaje de adherencia que el fluido actual, con un 7,65% para la formación Real y 7,83% para la formación Lisama, disminuyendo así el comportamiento del Fluido actual que para Real es de 10,92 y para Lisama 8,86. Lo cual reduce las posibilidades de embolamiento de la broca durante la perforación.
- De acuerdo a los resultados de la prueba de Hinchamiento Lineal se estableció que el Fluido 2 tiene mayor capacidad de inhibición de hinchamiento de arcillas que el fluido actual, ya que obtuvo porcentajes de hinchamiento de 18,74% para la formación Real y 7,04% para la formación Lisama, frente a 21,28% para Real y 22,97% para Lisama con el fluido de perforación actual, lo cual confirma que los inhibidores de arcilla tipo Amina y Silicato de Potasio presentes en la formulación 2 surtieron el efecto deseado.
- Finalmente se encontró que desde el punto de vista técnico, el fluido desarrollado podría suplir eficientemente el fluido actual, ya que aunque en cuanto a las propiedades básicas de Filtrado Api, densidad del lodo y pruebas químicas, mantiene un comportamiento muy similar, en cuanto a propiedades fundamentales en donde los inhibidores actúan, como reología, acreción, dispersión e hinchamiento, el fluido desarrollado brinda mayores ventajas respecto al fluido actual.
- Desde el punto de vista financiero, la mejor opción para la compañía HALLIBURTON LATIN AMERICA es usar la formulación 2 la cual contiene 4 lpb de inhibidor estabilizador de shale, 0,5 lpb de polímero floculante de alto peso molecular y 7 lpb de inhibidor base amina ya que los costos del fluido se disminuyeron 43,12 USD por barril, lo que representa una reducción del 42,68% en comparación con el fluido de perforación actual del campo.

8. RECOMENDACIONES

- Utilizar únicamente aditivos y compuestos debidamente empacados y vigentes según su ficha técnica y de seguridad reduce las posibilidades de resultados errados durante las pruebas para las que son requeridas y minimiza riesgos en por su manipulación.
- Evaluar las otras formaciones presentes en el Campo San Roque (Coal, Discordancia Eoceno, Discordancia Eoceno) ayudaría a la obtención de un aditivo inhibidor de mayor eficiencia para todo el Campo.
- Variar un 25 % cada una de las concentraciones de inhibidores ensayadas en este proyecto y evaluarlas en pruebas básicas y pruebas especiales.
- Ejecutar la misma cantidad de pruebas realizadas en este proyecto con mayores concentraciones de inhibidor base amina únicamente, ya que este podría comportarse aceptablemente y cuenta con un menor precio que los demás inhibidores evaluados.
- Realizar una prueba de Microscopía Electrónica de Barrido (SRM) y de Transmisión (TEM) para el estudio de la morfología de los componentes de cada formación presente en el Campo.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), informe ejecutivo evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas.pdf. 2009. [citado Marzo 2,2016]. 219 p.

Agencia Nacional de Infraestructura. Informe de fuentes materiales y botaderos, Geología y Geotecnia, Corredor 1: Bogotá-Bucaramanga. Pdf. 85 p.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Información Geológica y Geofísica.PDF. [citado Abril 17,2016]. Disponible desde internet en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/tesis/6.%20informe%20final%20vnm.pdf>. Modificado por los autores. 82 p.

Agencia Nacional de Hidrocarburos. Shapefile de pozos. Informacion.xlsx [citado Marzo 14,2016]. Disponible en <http://www.anh.gov.co/Banco%20de%20informacion%20petrolera/EPIS/>. Modificado por los autores

AMOCO PRODUCTION COMPANY.Drilling Fluids Manual. Pdf. Rev 6/1994. 444 p.

_____. AMOCO PRODUCTION COMPANY. Calculo de volumen hueco abierto.

ArcGIS for Desktop. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Página web de ESRI [citado abril 10,2016]. Disponible desde internet: <http://www.esri.com/>

BAROID INDUSTRIAL DRILLING PRODUCTS, Base Toberín – Cundinamarca, Colombia. 2015.

_____. Completion fluid manual. PDF .Almacenamiento de cortes de perforación

_____. Completion fluid manual. PDF. Celda de rolado con cortes y fluido de perforación

_____. Completion fluid manual. PDF. Discos de Aloxita hidratándose

_____. Completion fluid manual. PDF. Equipo de CST

_____. Completion fluid manual. PDF. Equipo de Fann 77

_____ . Completion fluid manual. PDF. Equipo de PPT

_____ . Completion fluid manual. PDF. Filtro de prensa alta temperatura y alta presión utilizado

_____ . Completion fluid manual. PDF. Horno de secado

_____ . Completion fluid manual. PDF. Lineal Swell Meter Model 2000

_____ . Completion fluid manual. PDF. Lubricity Tester

_____ . Completion fluid manual. PDF. Malla de laboratorio

_____ . Completion fluid manual. PDF. Tubos de acero con cortes de las celdas de rolado

_____ . Completion fluid manual. PDF. Viscosímetro rotatorio

Florez Ardila D. C., Villamizar Serrano M. (2010) Determinación del hinchamiento lineal en cortes de perforación utilizando Strain Gages. Tesis Facultad de ingenierías físico-químicas Univesidad Industrial de Santander. Trabajo de grado para optar al Título de Ingeniero de petróleos, 2010. 175 p.

Gmas consultores, Difracción de rayos X, servicios. [citado febrero 4,2016]. Disponible en la web: http://gmaslab.com/drx_xrd

GARCIA BADILLO, Andrea Paola., Badillo, Formulación de un fluido para perforar la zona de 8 ½” de los pozos del Campo Velásquez. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. 2008. 153 p.

GOMEZ, CARLOS. Evaluación de la implementación de la herramienta vdr (versatile drilling reamer) para la perforación de la sección 8 ¾” en el campo San Roque. Trabajo para optar al título de ingeniero de petróleos. Bogotá. Colombia. 2015. 114 p.

GUERRA Guillermo. Manual de administración de empresas agropecuarias, Edición 2. Agroamérica, 1992. 340 p.

_____ . GUERRA Guillermo. Manual de administración de empresas agropecuarias. Valor Presente (VPN).

HALLIBURTON BAROID, Manual de fluidos Baroid, Abril 2005. 420 p.

HALLIBURTON, Bogotá D,C, – Cundinamarca, Colombia.2016. Campaña de perforación para el Campo San Roque.

_____. HALLIBURTON, Bogotá D,C, – Cundinamarca, Colombia.2016 Costo total del fluido actual con base en la campaña de perforación.

_____. HALLIBURTON, Bogotá D,C, – Cundinamarca, Colombia.2016. Costo total del fluido de perforación desarrollado.

_____. HALLIBURTON, Bogotá D,C, – Cundinamarca, Colombia.2016. Costo total del fluido desarrollado con base en la campaña de perforación.

HALLIBURTON. Formulación inicial y datos pozo San Roque. WORD. 28 febrero,2016. 2 p.

_____. HALLIBURTON. Formulación inicial y datos pozo San Roque. Propiedades del fluido de perforación actual del Campo San Roque.

HALLIBURTON. Halliburton technology-analytical services. 2015.WORD.San Roque Cuttings samples for XRD and CEC Analysis Project No: 10124-HTC, 8 MaYO,2015. p. 2-4.Halliburton S.A. Modificado por el autor

HALLIBURTON LATÍN AMÉRICA 2016. Financiero 2^a. Xls. [citado febrero 28,2016]. Bogotá D.C. Hoja 2.

_____. HALLIBURTON LATÍN AMÉRICA 2016. Costo de los productos en unidades de laboratorio.

_____. HALLIBURTON LATÍN AMÉRICA 2016. Costos de un barril de fluido de perforación actual.

HALLIBURTON LLC. Software DFG, 2015. Modificado por los autores.

_____. HALLIBURTON LLC. Software DFG, 2015 Estado mecánico pozo San Roque A

HUBACH, Enrique. Unidades estratigráficas de Colombia, Informe No 1212. Bogotá. Colombia. 1957. 166 p.

HUBACH, Enrique. Contribución a las Unidades estratigráficas de Colombia, Instituto Geológico Nacional (Colombia) . 1957. 332 p.

INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO, ENERGY API. Manual de Fluidos de Perforación.pdf.. Dallas, Texas. Rev. 14/02/2001. 792 p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Normas colombianas para la presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. Bogotá; INCONTEC sexta actualización, 2008 NTC 1486. 110 p

JULIVERT Manuel. Lexique Stratigraphique International. Paris. 1968. 503 p.

LYNTIK. Conversión de tasas de interés. Blog. octubre 25, 2014 [citado febrero 12,2016]. Disponible desde internet: www.lyntik.com/blog/conversion-de-tasas-de-interes/

_____ . LYNTIK. Interés semestral

MELLÍN DE LA O, José Eduardo. Estudio experimental para la evaluación de hundimiento de barita y acreción en sistemas base no acuosa empleados en la perforación de aguas profundas. Tesis para obtener el grado de Ingeniero de petróleos. Universidad Nacional Autónoma de México. 2012, 63 p.

Ministerio de Minas y Energía. IEP_Oct-2015.xls. Producción mensual x Campo. Hoja 17. [citado Marzo 2,2016].

MONTGOMERY, Douglas. Diseño y análisis de experimentos. Editorial Limusa. 2 Ed. 2004. 692 p.

PDVSA, Fluidos de perforación. Centro internacional de educación y desarrollo pdf. 2002, 285 p.

_____ . PDVSA, Fluidos de perforación. Calculo de Calcios

PORTA Jaime. Lexique Stratigraphique International. Paris. 1974. 625 p.

Proeti. Producción de equipos técnicos e industriales, S.A. Proeti. [Citado Marzo 10,2016]. Disponible en la web: <http://proetisa.com/proetisa-productos.php?ID=212>

_____ .PROETI. Balanza de lodo

RAMON, Luisa M. Introducción al Método Rietveld. Centro de Investigación en Energía Universidad Nacional Autónoma de México. Septiembre de 2007. 34 p.

RAUSSEO, Br. Pruebas de hinchamiento lineal utilizando el aditivo Z-trol 100 cómo inhibidor de arcillas en fluidos de perforación. Trabajo especial de grado.2002. Caracas, Venezuela . 133 p.

_____ .RAUSSEO. Equipo de difracción de rayos X.

Schlumberger, Oilfield Glossary en español. Aspx. [citado febrero 18,2016]. Disponible en la web: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/rheology.aspx>

SOCORRO, Gabriel. Definición, composición y funciones de los fluidos de perforación. Catedra fluidos de perforación, Universidad De América. [Citado Febrero 8,2016]. Disponible en la web: <http://es.slideshare.net/gaboso-corro/lab-lod-y-cem-clase-1> 40 Diapositivas.

----- .SOCORRO. Sílice tetraédrico

----- .SOCORRO. Aluminio Octaédrico

The Chevron Texaco and BP Drilling Fluid Manual. Pdf. Rev. 01/2002 633 p.

----- . The Chevron Texaco and BP Drilling Fluid Manual. Pdf. pH-metro UNIOVI. 7.5 Filiosolicatos. Figura 1:1. [Citado Febrero 2,2016]. Disponible en la web: http://ocw.uniovi.es/pluginfile.php/678/mod_resource/content/1/1C_C11812_A/mineralogia/7/5.htm Modificado por los autores.

----- .UNIOVI. Estructura de minerales arcillosos tipo 1:1

UNIOVI. 7.5 Filiosolicatos. Figura 2:1. [Citado Febrero 2,2016]. Disponible en la web: http://ocw.uniovi.es/pluginfile.php/678/mod_resource/content/1/1C_C11812_A/mineralogia/7/5.htm Modificado por los autores.

----- .UNIOVI. Estructura de minerales arcillosos tipo 2:1

UNIOVI. 7.5 Filiosolicatos. Figura 2:2 [Citado Febrero 2,2016]. Disponible en la web: http://ocw.uniovi.es/pluginfile.php/678/mod_resource/content/1/1C_C11812_A/mineralogia/7/5.htm Modificado por los autores.

----- .UNIOVI. Estructura de minerales arcillosos tipo 2:2

UNIOVI, Propiedades de las arcillas, Lección 3, cerámicas. Pdf. [citado febrero 11,2016]. Disponible en la web: <http://www6.uniovi.es/usr/fblanco/Leccion3.PropiedadesArcillas>. Pdf 14 p.

Universidad Autonoma Metropolitana. Introducción al diseño de experimentos, Capítulo 1, 6 p. Disponible en: http://sgpwe.izt.uam.mx/files/users/uami/gvar/7anova/0intro/GPRec01_11-15DEx.pdf

VILLAREAL. Arturo. Evaluación Financiera de proyectos de inversión. 2001, 119 p.

ANEXOS

ANEXO A BALANZA DE LODO

El procedimiento para el uso de la balanza de lodo es el siguiente:

- Quitar la tapa del vaso y llenar completamente el vaso con el lodo a probar.
- Volver a poner 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.
- Vaso y secar el vaso. 4. Colocar el brazo de la balanza sobre la base, con el cuchillo descansando sobre el punto de apoyo.
- Desplazar el caballero hasta que el nivel de burbuja de aire indique que el brazo graduado está nivelado.
- En el borde del caballero 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/pie³, psi/1.000 pies de profundidad o en Gravedad Específica (SG).

ANEXO B PROCEDIMIENTO USO DEL MEDIDOR DE pH

Procedimiento

- Recoger una muestra de fluido.
- Dejar que la muestra de fluido y las soluciones amortiguadoras alcancen la temperatura ambiente.
- Sumergir un termómetro limpio en la solución amortiguadora pH 7 y medir la temperatura.
- Ajustar el control de temperatura del medidor de pH a la temperatura de la solución amortiguadora.
- Limpiar la punta de prueba con agua destilada y secarla con un paño.
- Sumergir la punta de prueba en la solución amortiguadora pH 7.
- Dejar que la lectura se estabilice.
- Fijar el medidor de pH para que marque 7.00.
- Enjuagar con agua destilada y secar la punta de prueba.
- Sumergir la punta de prueba en la solución amortiguadora pH 10.
- Dejar que la lectura se estabilice.
- Ajustar a 10.00 la lectura del medidor.
- Controlar el medidor con la solución amortiguadora pH 7.
- Enjuagar la punta de prueba con agua destilada y secarla.
- Sumergir la punta de prueba en la muestra que se va a probar, y revolver.
- Parar de revolver (después de 10-20 segundos) y esperar a que la lectura se estabilice.
- Registrar el pH con aproximación de 0.1 de la unidad.

ANEXO C VISCOSIMETRO

Procedimiento

- Recoger una muestra de fluido recién agitada
- Colocar la muestra en una taza de viscosímetro termostáticamente controlada y llenarla aproximadamente a 2/3 con la muestra de fluido
- Sumergir la manga del rotor del viscosímetro exactamente hasta la línea marcada
- Colocar un termómetro en la termocopa y calentar la muestra hasta alcanzar una temperatura de 120°F
- Hacer girar la manga del viscosímetro a 600 rpm hasta obtener una lectura estable en el dial. Registrar la lectura del dial (θ_{600}).
- Hacer girar la manga del viscosímetro a 300 rpm hasta obtener una lectura estable en el dial. Registrar la lectura del dial (θ_{300}).
- Revolver la muestra durante 10 a 15 segundos a 600 rpm, y después dejar reposar el lodo durante 10 segundos.
- Hacer girar la manga del viscosímetro a 3 rpm hasta obtener la máxima lectura en el dial.
- Registrar la máxima lectura del dial obtenida como resistencia del gel de 10-segundos, lbf/100 pies².
- Revolver nuevamente la muestra durante 10 a 15 segundos a 600 rpm, y después dejar reposar la muestra sin tocar durante 10 minutos.
- Hacer girar la manga del viscosímetro a 3 rpm hasta obtener la máxima lectura del dial.
- Registrar la máxima lectura del dial obtenida como resistencia del gel de 10-minutos, lbf/100 pies².
- Calcular la viscosidad plástica (VP) expresada en centipoises, el punto cedente (YP) en lbf/100 pies² (kPa) y la resistencia de gel en lbf/100 pies² (kPa). Ver siguiente figura

Cálculos para propiedades reológicas

PV, cP	= $\theta_{600} - \theta_{300}$ rpm
YP, lbf/100 pies ²	= θ_{300} rpm - PV
Resist. Gel, lbf/100 pies ²	= Max. Lect. dial a 3 rpm

Donde:

PV: Viscosidad plástica expresada en Centipoises

YP: Yield Point expresada en libras sobre 100 pies cuadrados
Θ600: Lectura del viscosímetro a 600 revoluciones por minuto
Θ 300: Lectura del viscosímetro a 300 revoluciones por minuto

ANEXO D FILTRADO API

Procedimiento

- Recoger una muestra de fluido.
- Armar la celda con el papel de filtro en su lugar.
- Echar la muestra en la celda hasta $\frac{1}{2}$ pulg. (13 mm) de la parte superior.
- Meter la celda dentro del marco; colocar y ajustar la tapa sobre la celda.
- Colocar un cilindro graduado seco debajo del tubo de drenaje.
- Cerrar la válvula de alivio y ajustar el regulador para que sea aplicada una presión de 100psi en 30 segundos o menos.
- Mantener la presión a 100psi durante 30 minutos.
- Cerrar el flujo con el regulador de presión y abrir con cuidado la válvula de alivio.
- Registrar el volumen de filtrado en el cilindro graduado con precisión del más próximo mL.
- Aflojar la presión, verificar que ha sido descargada toda la presión, y retirar la celda del marco.
- Desarmar la celda y descartar el lodo.
- Dejar la costra de lodo sobre el papel y lavar ligeramente con el fluido base para quitar todo exceso de lodo.
- Medir y registrar el espesor de la costra de lodo con aproximación de $\frac{1}{32}$ pulg. (1,0 mm).

ANEXO E FILTRADO HPHT

“Procedimiento”⁹⁵

- Conectar la camisa de calentamiento al voltaje correcto para la unidad e introducir el termómetro en el orificio de la camisa
- Precalentar la camisa 10° por encima de la temperatura de la prueba y mantener esta temperatura ajustando el termostato. Chequear todas las empacaduras y O – rings para reemplazar las dañadas.
- Agitar la muestra de lodo por 10 minutos. Con la válvula de aguja de entrada cerrada y la celda invertida, llenar con fluido dejando aproximadamente ½ " del tope del O – rings de la celda.
- Colocar un papel filtro de 2 ½ " de diámetro hasta llegar a la muesca del O – rings
- Colocar la tapa de la celda tratando de alinear los huecos con los tornillos de seguridad
- Enroscar la válvula de aguja de salida y cerrarla
- Apretar los tornillos de seguridad firmemente
- Invertir nuevamente la celda y colocarla en la camisa de calentamiento con todas las válvulas de agujas cerradas hasta que encaje en el retén interno de la camisa y quede bien ajustada en ella.
- Introducir un termómetro en el orificio de la celda. Colocar la unidad reguladora de presión en la válvula inferior y asegurarla con el anillo retenedor, colocar el cartucho de CO2. Realizar la misma operación con la unidad reguladora de presión superior.
- Aplicar 100 psi a ambas unidades de presión y abrir la válvula superior de aguja un cuarto de vuelta.
- Incrementar la presión de la válvula de aguja superior hasta 600 psi y abrir la válvula inferior un cuarto de vuelta, cuando la temperatura de la prueba es alcanzada. Aquí comienza la prueba de filtración.
- Recolectar filtrado por 30 minutos
- Drenar filtrado en un cilindro graduado, cada vez que el manómetro inferior marque una división por encima de 100 psi y así sucesivamente hasta que se cumplan los 30 minutos que exige la prueba.
- Cerrar las dos válvulas de aguja firmemente, cuando hayan transcurrido los 30 minutos.
- Sacar el remanente de filtrado que pudo haber quedado en el tubo receptor
- Aflojar las válvulas de ambos reguladores de presión y sacar la presión por las válvulas de alivio (en ese momento, existe una presión de 500 psi dentro de la celda).

⁹⁵ Manual de fluidos de perforación, PDVSA. Centro Internacional de Educación y Desarrollo. Pag 47

- Quitar los anillos retenedores y las unidades reguladoras de presión
- Registrar el volumen de filtrado recolectado en el cilindro
- Duplicar el volumen de filtrado y reportarlo como Pérdida de Filtrado a Alta Presión – Alta Temperatura expresados en ml/30 minutos.

ANEXO F COEFICIENTE DE LUBRICIDAD

Procedimiento

- Calibrar el Lubricity Tester con agua durante 10 minutos.
- Llevar el torque a cero.
- Introducir el fluido a evaluar en el recipiente.
- Registrar los resultados y calcular el coeficiente de lubricidad con la **Ecuación**

Coeficiente de lubricidad y Factor de corrección

$$\text{Coeficiente de lubricidad} = \text{Lectura} \times \frac{CF}{100}$$
$$CF = \frac{34}{\text{Lectura lubricidad agua}}$$

Fuente: Halliburton Latín América

ANEXO G PROCEDIMIENTO CST

“Procedimiento”⁹⁶

- Tamizar la muestra de cortes a través de la malla #100
- Pesar 2 gr de muestra
- Mezclar por dos minutos la muestra con 24ml de agua destilada
- Limpiar y secar el cabezal de ensayo.
- Colocar el papel de filtro especial 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 de filtro.
- Utilizar un embudo de diámetro de apertura de 1 cm, para filtrado rápido, o un embudo de 1.8 cm de diámetro de apertura, para sistemas de filtrado lento. Inserte el embudo apropiado en el cabezal de ensayo, y rote el embudo mientras aplica una ligera presión hacia abajo en esta posición, para asegurar un contacto parejo con el papel de filtro.
- El contador debería indicar cero y la lámpara de finalización debería estar apagada. Si fuese necesario, presione el botón “Reset” para volver a programar el contador a cero y, de esa manera, apagar la lámpara de finalización.
- El instrumento esta ahora listo para ser usado. Usando una jeringa, verter la muestra de fluido dentro del embudo. Los líquidos de la muestra son absorbidos por el papel de filtro, en una trayectoria circular de diámetro creciente. Cuando el frente del líquido alcanza el primer par de contactos, sonará el “beep” característico y comenzará el conteo del tiempo de succión capilar. Cuando el frente del líquido alcance el tercer contacto, el conteo de tiempo cesará; la lámpara de terminación comenzará a realizar flashes y se escuchará un segundo sonido “beep”. Tome nota de las lecturas del conteo, las cuales representan el CST (tiempo de succión capilar) en segundos y décimas de segundos.
- Remover cuidadosamente la parte superior del cabezal de ensayo, y luego el embudo. Remueva el papel CST de la base y descártelo. Limpie vigorosamente con un paño y seque el cabezal de ensayo y el embudo de apertura. Cualquier humedad remanente en el cabezal de ensayo o en el embudo podría producir lecturas CST imprecisas.
- Repetir el proceso, un mínimo de tres veces por muestra, y realizar un promedio CST.

⁹⁶ ExpotechUSA Consultado en marzo 2016. Disponible en web: <http://expotechusa.com/catalogs%5Cofite%5Cinstructions%5Cspanish%5C294-00.PDF>

ANEXO H HINCHAMIENTO LINEAL

- Pulverizar la muestra y reducir el tamaño de sus granos pasándola por malla #200
- Elaborar una probeta para cada muestra a evaluar. Se toman 20 gr de muestra y se coloca en la celda del compactador a una presión de 1000psi por 30 minutos
- Las probetas compactadas se dejan aisladas en un desecador por 24 horas con el fin de que pierdan toda la humedad que contengan (ver Figura 34).
- Pasadas las 24 horas verter el fluido a evaluar en una de las celdas del equipo de hinchamiento lineal
- La prueba se desarrollará durante 72 horas
- Los resultados y efectos generados durante el tiempo de prueba serán vistos en el software que lleva el control del equipo



Fuente: BAROID INDUSTRIAL DRILLING PRODUCTS, Base Toberín – Cundinamarca, Colombia. 2016.

ANEXO I PROCEDIMIENTO PRUEBA PPT

“Procedimiento”⁹⁷

- Precalentar la envuelta exterior calefactora a la temperatura deseada.
- Enroscar el pistón flotante sobre la llave de barra T e instalar el pistón en el fondo de la celda
- Instalar la tapa del extremo (tapa del extremo inferior) de la celda hidráulica dentro del extremo de admisión de la celda.
- Instalar los tornillos de fijación, buscar los indicadores de alineación, alinear correctamente y apretar ajustando perfectamente dentro de los recesos de la tapa del extremo de la celda.
- Instalar y apretar el vástago de la válvula de admisión con el niple de la conexión rápida sobre el vástago.
- Poner la celda en la posición vertical y llenar la celda con 300 ml de fluido de perforación. Esto constituirá el extremo de descarga.
- Instalar la manguera hidráulica, y utilizando la bomba manual, bombear el lodo hasta que llegue justo dentro del borde del receso, colocar un disco (previamente hidratado de 10 a 15 minutos) y desconectar la manguera.
- Instalar la tapa del extremo en el extremo de descarga.
- instalar el vástago de la válvula de descarga con una válvula de seguridad dentro del extremo de la tapa del extremo de la celda, y cerrar la válvula.
- colocar la celda dentro de la envuelta exterior calefactora hasta que toque el fondo.
- Girar la celda en sentido horario hasta que la celda se bloquee sobre la clavija de alineación ubicada en la parte inferior de la envuelta exterior calefactora.
- Instalar un termómetro metálico en la cubeta del termómetro ubicada en la parte superior de la celda.
- Colocar el depósito de filtrado encima del ensamblaje de vástago de la válvula
- Acoplar la conexión rápida de la bomba hidráulica al vástago de la válvula en el extremo de admisión de la celda
- Aplicar una presión de 200 psi sobre la celda y dejar cerrada la válvula de la bomba.
- A medida que la celda se calienta, la presión aumentará dentro de la celda debido al calentamiento del aceite hidráulico contenido en la celda. Mantener la presión de 200 psi liberando la presión acumulada, abriendo la válvula en la bomba hidráulica.

⁹⁷ Instituto Americano del Petróleo. Dallas, Texas. Energy API. Manual de Fluidos de Perforación, Procedimiento Estándar para las Pruebas de Fluidos de Perforación. 14-02-01. P. 73

- Calentar la celda a la temperatura deseada. La temperatura de prueba para esta serie de pruebas será de 150°F.
- Cerrar la válvula de desahogo en la bomba y aplicar una presión hidráulica de trabajo de 1.500psi a la celda con la bomba hidráulica
- Una vez que se ha aplicado la presión deseada, aplicar un poco de presión al receptor de contrapresión, sin exceder 50 psi, y abrir lentamente la válvula de seguridad.
- Después de 30 segundos, abrir lentamente la válvula de purga en el depósito y captar el lodo y/o filtrado que esté saliendo dentro de un pequeño vaso de precipitado de vidrio, y seguir captando el fluido hasta que el depósito quede seco. Registrar como pérdida inicial instantánea
- Cerrar la válvula de purga en el depósito receptor y mantener la presión deseada sobre la celda con la bomba hidráulica.
- La presión disminuirá durante la filtración del lodo, lo cual requiere la aplicación de presión adicional sobre la celda para mantener una presión constante. Mantener la presión sobre la celda durante 30 minutos
- Después de 30 minutos, registrar la cantidad total de líquido recuperado (excluyendo la pérdida inicial instantánea). Cerrar la válvula de purga y abrir la válvula de desahogo en la bomba
- Desacoplar la conexión rápida hidráulica de la celda. Cerrar la válvula de la fuente de contrapresión y purgar la contrapresión del receptor
- Dejar que la celda se enfríe dentro de la envuelta exterior calefactora o retirar la celda de la envuelta exterior calefactora con cuidado, dejando que se enfríe a la temperatura ambiente
- Abrir lentamente la válvula de seguridad para eliminar cualquier presión aprisionada dentro de la celda
- Repetir este proceso varias veces para garantizar que toda la presión ha sido descargada. Retirar la tapa del extremo superior de la celda e invertir la celda encima del lavabo
- Retirar la tapa del extremo hidráulico (tapa del extremo inferior de la celda) para exponer el pistón flotante. Enroscar la llave de barra T en el pistón y empujar hacia abajo para expulsar el disco por el otro extremo de la celda.