

**FORMULACIÓN DE UN FLUIDO PARA PERFORAR LA ZONA DE 8 ½" DE
LOS POZOS DEL CAMPO VELÁSQUEZ.**

ANDREA PAOLA GARCÍA BADILLO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2008

**FORMULACIÓN DE UN FLUIDO PARA PERFORAR LA ZONA DE 8 ½" DE
LOS POZOS DEL CAMPO VELÁSQUEZ.**

ANDREA PAOLA GARCÍA BADILLO

Trabajo de grado presentado como requisito para
optar el título de Ingeniera de Petróleos.

**Director: Emiliano Ariza
Ingeniero de Petróleos**

**Codirector: Henry Rueda
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2008

DEDICATORIA

A Dios, por su maravilloso amor, guiarme, protegerme e iluminarme en cada una de las etapas de mi vida.

A mis Padres Alfonso y Doris, por su infinito amor, por guiarme y apoyarme en cada una de mis decisiones.

A mi hermano Alfonso, por ser tan especial conmigo.

A mis amigos, por ser mi apoyo, compañía y darle felicidad a mi vida.

AGRADECIMIENTOS

A la empresa **BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A.**, por darme la oportunidad de realizar mi proyecto de grado por medio de esta práctica.

A los ingenieros **Henry Rueda, Emiliano Ariza, Jorge Marín, Carlos Gómez**, por su valioso apoyo, colaboración, recomendaciones y enseñanzas para el desarrollo de este proyecto.

A los ingenieros **Yolanda Pineda, Rodrigo Burgos, Edulfo Labarce, Tatiana Berna, Melba Torres, Jaime Loza, Andrés Jiménez, Catalina Camargo** por hacerme parte de su equipo de trabajo y por ser excelentes personas que me brindaron su experiencia de vida y amistad.

A la **Universidad Industrial de Santander** y **Escuela de Ingeniería de Petróleos** por ayudarme a mi crecimiento profesional y personal.

A todas aquellas personas que me ayudaron a construir esta meta y a mis amigos por toda su colaboración y respaldo.

GLOSARIO

Adhesión: La fuerza que mantiene unidas a moléculas distintas.

Aditivo de Lodo: Cualquier material agregado a un fluido de perforación para lograr un propósito en particular.

Arcilla: Los minerales arcillosos son generalmente insolubles en agua, pero se dispersan bajo hidratación, formando partículas extremadamente pequeñas entre tamaños submicrónicos y 100 micrones.

Arcilloлита: Roca Sedimentaria de grano muy fino. Compuesta por partículas coloidales de alta plasticidad y con diferentes minerales principalmente arcillosos.

Bentonita: arcilla coloidal plástica que se compone principalmente del mineral montmorillonita de sodio, un silicato de aluminio hidratado.

Bloque de Agua: Reducción de la permeabilidad de una formación causada por la invasión de agua dentro de los poros (capilares). La reducción de la permeabilidad puede ser causada por el hinchamiento de las arcillas, las cuales obturan los poros.

Cabezal Hidrostático: La presión ejercida por una columna de fluido, generalmente expresada en libras por pulgada cuadrada (lb/pulg²). Para determinar el cabezal hidrostático en psi a una profundidad determinada, multiplicar la profundidad en pies por la densidad en libras por galón por 0,052.

Cake: Los sólidos suspendidos que se depositan sobre un medio poroso durante el proceso de filtración; denominada torta del lodo.

Compatibilidad: Una medida de la tendencia de dos sustancias (sólidos, líquidos, mezclas, etc.) a actuar o reaccionar; donde cualquier material reacciona se presentan efectos negativos.

Conductividad: Una medida de la cantidad de electricidad transferida a través del área unitaria por gradiente de potencial unitario por unidad de tiempo. Se trata del recíproco de la resistividad. Electrolitos pueden ser agregados al fluido de perforación para modificar su conductividad para realizar los registros.

Conglomerado: Roca sedimentaria detrítica compuesta en su mayoría por partículas de diámetro superior a 2 mm, unidos por cemento.

Daño a la Formación: Causa que reduce la productividad de una formación, puede ser ocasionado por la invasión de partículas de lodo o filtrados de lodo dentro de la formación, disminuyendo la permeabilidad.

Darcy: Una unidad de permeabilidad. Un medio poroso tiene una permeabilidad de 1 darcy, cuando la presión sobre una muestra de 1 cm de largo y 1 cm² de sección transversal, fuerza un líquido con una viscosidad de 1 cp a través de la muestra a la velocidad de 1 cm³ por segundo.

Desemulsificante: Sustancia usada para separar una emulsión de dos o mas líquidos inmiscibles.

Difracción de Rayos X: Un método analítico en el que se usan rayos X para determinar la composición de las muestras de formación.

Dispersante: Cualquier producto químico que estimula la dispersión de las partículas, Polímeros de carga negativa que neutralizan las cargas positivas que presentan los bordes de las partículas de arcilla.

Emulsificante: Sustancia usada para producir una emulsión de dos líquidos inmiscibles.

Emulsión: Una mezcla líquida heterogénea, de dos o más líquidos que normalmente no se disuelven uno en otro, pero que son mantenidos en suspensión, uno en otro, por agitación mecánica o mediante la adición de pequeñas cantidades de sustancias llamadas emulsificantes. Los tipos de emulsión son aceite en agua o agua en aceite (emulsión inversa).

Esfuerzo de corte: Resistencia interna a un esfuerzo aplicado para iniciar flujo. El esfuerzo cortante se mide en viscosímetros de campos petroleros por la deflexión del dial del medidor a una velocidad de corte.

Filtración: El proceso de separación de sólidos suspendidos de su líquido, forzando el líquido a través de un medio poroso. Dos tipos de filtración de fluido ocurren en un pozo: filtración dinámica durante la circulación y filtración estática cuando el fluido no está circulando.

Filtrado: El líquido forzado a través de un medio poroso durante el proceso de filtración.

Fluido Newtoniano: Los fluidos básicos y más simples, desde el punto de vista de la viscosidad, en los cuales el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte. Presenta una viscosidad constante a determinada presión y temperatura. Estos fluidos comenzarán a moverse inmediatamente cuando se aplica una presión o fuerza mayor que cero, ejemplo el agua, el aceite diesel y la glicerina.

Fluidos no Newtonianos: tienen viscosidades que dependen de velocidades de corte medidas para determinadas condiciones de temperatura y presión. Ejemplo la mayoría de los fluidos de perforación, cemento.

Humectabilidad: Indica la capacidad de la superficie de un sólido para ser recubierta por un líquido (agua o aceite).

Inhibidor: Se agrega al lodo para que el filtrado del fluido de perforación pueda prevenir o retardar la hidratación de las arcillas y lutitas de la formación.

Lodo: fluido de perforación base agua o aceite cuyas propiedades han sido modificadas por sólidos comerciales y/o nativos, disueltos y/o suspendidos. Se usa para hacer circular los cortes fuera del pozo y cumplir otras funciones durante la perforación de un pozo. Lodo es el término que se suele atribuir con mayor frecuencia al fluido de perforación.

Lutitas: Conjunto de rocas sedimentarias detríticas, su característica común es que contiene minerales arcillosos como la esméctica, caolinita, clorita, illita.

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

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

Penetración - Velocidad de (ROP): La velocidad en pies por hora, a la cual la perforación avanza para profundizar el pozo.

Permeabilidad: es una medida de la capacidad de una roca para dejar pasar fluidos a través de su medio poroso, la unidad de permeabilidad es el darcy. Cuando un solo fluido fluye a través de la formación se conoce como permeabilidad absoluta. La permeabilidad efectiva es la permeabilidad de cada fluido en presencia de otros fluidos y la permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta.

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

Potasio: Uno de los elementos de metal alcalino con una valencia de 1 y un peso atómico de aproximadamente 39, son agregados a los fluidos de perforación para asignar propiedades especiales, generalmente la inhibición.

Profundidad Total (TD): La mayor profundidad alcanzada por la perforación.

Surfactante: Compuesto químico que posee la propiedad de disminuir la tensión interfacial de algunos fluidos. Tienen la afinidad al agua, aceite, situándose en la interfase entre los dos líquidos inmiscibles y alterando la tensión interfacial.

Tensión Interfacial: La fuerza requerida para romper la superficie entre dos líquidos inmiscibles. Cuanto más baja sea la tensión interfacial entre las dos fases de una emulsión, más fácil será la emulsificación. Cuando los valores se acercan a cero, la emulsión se forma espontáneamente.

Torque: Una medida de la fuerza o esfuerzo aplicado a un eje, causando su rotación, esto se aplica especialmente a la rotación de la tubería de perforación.

Velocidad de corte: Es el gradiente de velocidad en el fluido. Es la velocidad con que diferentes capas del fluido se mueven, una respecto a otra dividido por la distancia que las separa.

LISTA DE ABREVIATURAS

A°	Armstrong, unidad de medida.
°API	American Petroleum Institut.
BOPD	Barriles de Aceite por Día.
°C	Grados centígrados.
Ca ⁺⁺	Ion calcio.
Cl ⁻	Ion cloro.
cp	Centipoise.
CST	Tiempo de Succión Capilar.
°F	Grados Fahrenheit.
HPHT	Filtrado de alta presión y alta temperatura.
KCl	Cloruro de potasio.
l _{pb}	Libras por barril.
mD	milidarcy (unidad de permeabilidad).
Mesh	Unidad para medir el tamaño de una malla.
ml	Mililitros.
ppg	Libras por galón (pound per gallon).
ppm	Partes por millón.
PPT	Taponamiento por Partícula.
Psi	Libras por pulgada cuadrada.
% V	Porcentaje en volumen.
VP	Viscosidad Plástica.
YP	Punto cedente (Yield Point).
YS	Esfuerzo cedente (Yield Stress).

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION.	
1. FLUIDOS DE PERFORACION.	25
1.1 PROPIEDADES FISICOQUIMICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION.	25
1.1.1 Densidad.	25
1.1.2 Reología.	25
1.1.3 Perdida de filtrado.	27
1.1.4 Resistividad.	27
1.1.5 pH del lodo.	28
1.1.6 Alcalinidad.	28
1.1.7 Lubricidad.	29
1.2 FUNCIONES DE UN FLUIDO DE PERFORACION.	30
1.2.1 Transporte y suspensión de cortes generados durante la perforación.	30
1.2.2 Control de presiones de subsuelo.	31
1.2.3 Lubricidad y enfriamiento de la broca y sarta de perforación.	31
1.2.4 Soporte de las paredes del hueco.	31
1.2.5 Suspensión de la sarta y el revestimiento.	32
1.2.6 Interpretación de registros eléctricos.	32
1.2.7 Transmisión de energía hidráulica a la sarta y broca.	32
1.3 CLASIFICACION DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION.	32
1.4 LODOS BASE AGUA.	33
1.4.1 Sistemas Dispersos.	33
1.4.2 Sistemas No Dispersos.	34
1.4.3 Lodos con Polímeros.	34
1.5 LODOS BASE ACEITE.	35
1.5.1 Sistema de emulsión firme.	36

1.5.2 Sistema de filtrado relajado (FR).	37
1.5.3 Sistema Aceite 100%.	37
1.5.4 Sistema con alto contenido de agua.	37
1.6 LODOS SINTETICOS.	37
1.7 FLUIDO NEUMATICO.	38
2. DAÑO DE FORMACION.	39
2.1 PROCESOS PARTICULARES EN EL MEDIO POROSO	41
2.2 FACTORES QUE INFLUYEN EN EL DAÑO DE FORMACION	43
2.2.1 Composición mineralógica y química.	43
2.2.2 Abundancia y tipo del mineral.	43
2.3 POSIBILIDADES DE DAÑO DE FORMACION	44
2.3.1 Perforación.	44
2.3.2 Cementación.	44
2.3.3 Completamiento.	44
2.3.4 Estimulación.	44
2.3.5 Recuperación secundaria.	45
2.4 CAUSAS DE DAÑO DE FORMACION.	45
2.4.1 Invasión de partículas sólidas.	45
2.4.2 Hidratación de arcillas (Incompatibilidad fluido – Roca).	45
2.4.3 Cambio de la mojabilidad de la formación.	52
2.4.4 Fluidos incompatibles.	52
2.4.5 Migración de Finos.	53
2.4.6 Bloqueo por agua.	53
2.5 METODOS DE RECONOCIMIENTO DEL DAÑO DE FORMACION.	54
2.5.1 Registros de resistividad.	54
2.5.2 Análisis de Pruebas de presión.	54
2.5.3 Análisis de núcleos en laboratorio.	54
3. GENERALIDADES DEL CAMPO VELASQUEZ.	56
3.1 RESEÑA HISTORICA.	56
3.2 DESCRIPCION DEL YACIMIENTO.	57
3.3 UBICACIÓN GEOGRAFICA.	58
3.4 GEOLOGIA DEL CAMPO.	60

3.4.1 Geología Estructural del Campo Velásquez.	60
3.5 GEOLOGIA DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	60
3.6 ESTRATIGRAFIA DEL CAMPO VELASQUEZ.	64
3.7 PROGRAMA DE PERFORACION POZO VELASQUEZ 278.	69
3.7.1 Características del fluido base Agua.	70
4. FLUIDOS DE INHIBICION DE ARCILLAS	71
4.1 SISTEMA DE CLAYSEAL PLUS.	71
4.2 SISTEMA DE BORE HIB – CLAY GRABBER.	72
4.3 SISTEMA KCI – GEM GP.	73
5. PRUEBAS DE LABORATORIO.	75
5.1 PRUEBAS ESPECIALES PARA DETERMINAR LA ESTABILIDAD DE LAS LUTITAS.	75
5.1.1 Prueba de Tiempo de Succión Capilar (CST).	76
5.1.2 Prueba de Hinchamiento Lineal.	77
5.1.3 Prueba de Dispersión.	80
5.1.4 Prueba de Acresion.	81
5.2 DETERMINACIÓN DE REACTIVIDAD DE LOS CORTES DE PERFORACIÓN.	81
5.2.1 Prueba de Tiempo de Succión Capilar para determinar la zona de mayor reactividad.	82
5.3 EVALUACION DE INHIBIDORES.	83
5.4 EVALUACIÓN DE LOS DIFERENTES FLUIDOS.	88
5.4.1 Pruebas básicas API.	90
5.4.2 Prueba de Lubricidad.	93
5.4.3 Prueba de dispersión.	93
5.4.4 Prueba de Acresion.	99
5.5 EVALUACION DE LOS FLUIDOS CLAY GRABBER – BORE HIB Y KCI – GEM GP.	104
5.5.1 Pruebas básicas API.	104
5.5.2 Hinchamiento Lineal.	107
5.5.3 Prueba de Acresion.	111
5.5.4 Prueba de dispersión.	115

5.6 SELECCIÓN DE LOS FLUIDOS.	117
5.6.1 Prueba de PPT (Taponamiento por Partícula).	117
5.6.2 Prueba de FANN 70.	121
5.6.3 Prueba de Retorno de Permeabilidad.	131
6. EVALUACIÓN ECONÓMICA.	137
CONCLUSIONES.	140
RECOMENDACIONES.	141
BIBLIOGRAFIA.	142
ANEXOS	144

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Equipo Medidor de Lubricidad.	29
Figura 2. Anillo y Bloque del equipo de Lubricidad.	30
Figura 3. Clasificación de los fluidos de perforación.	33
Figura 4. Clasificación de los polímeros según su carga eléctrica.	35
Figura 5. Caída de presión producida por el daño de formación.	39
Figura 6. Estado natural de una arena.	42
Figura 7. Procesos en el Medio Poroso.	43
Figura 8. Arreglo Geométrico de la Estructura de las Arcilla.	46
Figura 9. Estructura de la Montmorillonita.	48
Figura 10. Estado Agregado de la Arcilla.	51
Figura 11. Estado Disperso de la Arcilla.	51
Figura 12. Estado Floculado de la Arcilla.	52
Figura 13. Producción Histórica del Campo Velásquez.	58
Figura 14. Localización Geográfica del Campo Velásquez.	59
Figura 15. Mapa Estructural de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	62
Figura 16. Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	63
Figura 17. Columna Estratigráfica General del Campo Velásquez.	66
Figura 18. Registro Eléctrico Formaciones Productoras.	67
Figura 19. Mapa de Pozos del Campo Velásquez 2004 – 2008.	68
Figura 20. Cortes de Perforación Pozo Velásquez 278.	75
Figura 21. Montaje Tiempo de Succión Capilar (CST).	76
Figura 22. Resultado de Ensayos CST.	77
Figura 23. Mallas 200 mesh.	78
Figura 24. Compactador Hidráulico.	78

Figura 25. Probeta compactada con los cortes de perforación del pozo Velásquez 278.	79
Figura 26. Montaje Hinchamiento lineal.	79
Figura 27. Horno de Rolado.	80
Figura 28. Mallas de 12 y 6 mesh.	80
Figura 29. Celda de Rolado y Tubo de Acero.	81
Figura 30. Prueba Tiempo de Succión Capilar con Agua.	83
Figura 31. CST con muestra 1080 ft.	85
Figura 32. CST con muestra 2148 ft.	85
Figura 33. CST con muestra 3030 ft.	86
Figura 34. CST con muestra 4161 ft.	86
Figura 35. CST con muestra 5145 ft.	87
Figura 36. CST con muestra 6110 ft.	87
Figura 37. Hinchamiento lineal con muestra 1080 ft.	96
Figura 38. Hinchamiento lineal con muestra 2148 ft.	96
Figura 39. Hinchamiento lineal con muestra 3030 ft.	97
Figura 40. Hinchamiento lineal con muestra 4161 ft.	97
Figura 41. Hinchamiento lineal con muestra 5145 ft.	98
Figura 42. Hinchamiento lineal con muestra 6110 ft.	98
Figura 43. Tubo con adherencia de muestra 1080 ft.	100
Figura 44. Tubo con adherencia de muestra 2148 ft.	101
Figura 45. Tubo con adherencia de muestra 3030 ft.	101
Figura 46. Tubo con adherencia de muestra 4161 ft.	102
Figura 47. Tubo con adherencia de muestra 5145 ft.	103
Figura 48. Tubo con adherencia de muestra 6110 ft.	103
Figura 49. Cake Filtrado HPHT a 500 psi y 250 °F.	106
Figura 50. Cake Filtrado API a 100 psi y 60 °F.	106
Figura 51. Hinchamiento lineal con muestra 1080 ft.	107
Figura 52. Hinchamiento lineal con muestra 2148 ft.	108
Figura 53. Hinchamiento lineal con muestra 3030 ft.	108
Figura 54. Hinchamiento lineal con muestra 4161 ft.	109
Figura 55. Hinchamiento lineal con muestra 5145 ft.	109

Figura 56. Hinchamiento lineal con muestra 6110 ft.	110
Figura 57. Tubo con adherencia de muestra 1080 ft.	111
Figura 58. Tubo con adherencia de muestra 2148 ft.	112
Figura 59. Tubo con adherencia de muestra 3030 ft.	113
Figura 60. Tubo con adherencia de muestra 4161 ft.	113
Figura 61. Tubo con adherencia de muestra 5145 ft.	114
Figura 62. Tubo con adherencia de muestra 6110 ft.	115
Figura 63. Montaje prueba de PPT.	118
Figura 64. Discos de Aloxita.	118
Figura 65. Cake formado con KCl - GEM GP a 1000 psi y 200°F.	120
Figura 66. Cake formado con CLAY GRABBER – BORE HIB a 1000 psi y 200°F.	121
Figura 67. Montaje prueba FANN 70.	122
Figura 68. Reología FANN 70 a 130 °F con KCl – GEM GP.	124
Figura 69. Reología FANN 70 a 150 °F con KCl – GEM GP.	124
Figura 70. Reología FANN 70 a 180 °F con KCl – GEM GP.	125
Figura 71. Geles a 130 °F con KCl – GEM GP.	125
Figura 72. Geles a 150 °F con KCl – GEM GP.	126
Figura 73. Geles a 180 °F con KCl – GEM GP.	126
Figura 74. Reología FANN 70 a 130 °F con CLAY GRABBER – BORE HIB.	128
Figura 75. Reología FANN 70 a 150 °F con CLAY GRABBER – BORE HIB.	128
Figura 76. Reología FANN 70 a 180 °F con CLAY GRABBER – BORE HIB.	129
Figura 77. Geles a 130 °F con CLAY GRABBER – BORE HIB.	129
Figura 78. Geles a 150 °F con CLAY GRABBER – BORE HIB.	130
Figura 79. Geles a 180 °F con CLAY GRABBER – BORE HIB.	130
Figura 80. Montaje de la Prueba de Retorno de Permeabilidad.	131
Figura 81. Nucleo de Berea	132
Figura 82. Filtrado del fluido CLAY GRABBER – BORE HIB en funcion del tiempo.	133
Figura 83. Daño causado por el CLAY GRABBER – BORE HIB.	134
Figura 84. Filtrado del fluido KCl – GEM GP en funcion del tiempo.	135
Figura 85. Daño causado por el KCl – GEM GP.	136

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Clasificación de los sistemas de lodo base aceite.	36
Tabla 2. Valores de daño y sus condiciones de pozo.	41
Tabla 3. Propiedades Petrofísicas de las formaciones Productoras.	57
Tabla 4. Características de la Sección 8 ½" pozo Velásquez 278.	69
Tabla 5. Propiedades del lodo utilizadas en Sección 8 ½" pozo Velásquez 278.	69
Tabla 6. Profundidad de los cortes de perforación del pozo Velásquez 278.	82
Tabla 7. CST para las muestras del pozo Velásquez 278.	82
Tabla 8. CST con los diferentes inhibidores para las muestras del pozo Velásquez 278.	84
Tabla 9. Formulación 1 con inhibidor Clayseal Plus.	88
Tabla 10. Formulación 2 con inhibidor Clay Grabber + Bore Hib.	89
Tabla 11. Formulación 3 con inhibidor Clay Grabber + Clayseal Plus.	89
Tabla 12. Formulación 4 con inhibidor KCl + GEM GP.	90
Tabla 13. Pruebas básicas API antes de rolar.	91
Tabla 14. Pruebas básicas API después de rolar.	92
Tabla 15. Coeficientes de lubricidad.	93
Tabla 16. Dispersión con muestra de 1080 ft.	94
Tabla 17. Dispersión con muestra de 2148 ft.	94
Tabla 18. Dispersión con muestra de 3030 ft.	94
Tabla 19. Dispersión con muestra de 4161 ft.	95
Tabla 20. Dispersión con muestra de 5145 ft.	95
Tabla 21. Dispersión con muestra de 6110 ft.	95
Tabla 22. Hinchamiento Lineal de los cuatro fluidos.	99
Tabla 23. Acresion con muestra 1080 ft.	100
Tabla 24. Acresion con muestra 2148 ft.	100

Tabla 25. Acresion con muestra 3030 ft.	101
Tabla 26. Acresion con muestra 4161 ft.	102
Tabla 27. Acresion con muestra 5145 ft.	102
Tabla 28. Acresion con muestra 6110 ft.	103
Tabla 29. Pruebas básicas API de los fluidos seleccionados.	105
Tabla 30. Hinchamiento Lineal de los fluidos seleccionados.	110
Tabla 31. Acresion con muestra 1080 ft.	111
Tabla 32. Acresion con muestra 2148 ft.	112
Tabla 33. Acresion con muestra 3030 ft.	112
Tabla 34. Acresion con muestra 4161 ft.	113
Tabla 35. Acresion con muestra 5145 ft.	114
Tabla 36. Acresion con muestra 6110 ft.	114
Tabla 37. Dispersión con muestra de 1080 ft.	115
Tabla 38. Dispersión con muestra de 2148 ft.	116
Tabla 39. Dispersión con muestra de 3030 ft.	116
Tabla 40. Dispersión con muestra de 4161 ft.	116
Tabla 41. Dispersión con muestra de 5145 ft.	116
Tabla 42. Dispersión con muestra de 6110 ft.	117
Tabla 43. Material de Puenteo para el fluido con KCI – GEM GP.	119
Tabla 44. PPT para el fluido con KCI – GEM GP.	119
Tabla 45. Material de Puenteo para el fluido con CLAY GRABBER – BORE HIB.	120
Tabla 46. PPT para el fluido con CLAY GRABBER – BORE HIB.	120
Tabla 47. FANN 70 para el fluido con KCI – GEM GP.	123
Tabla 48. FANN 70 para el fluido con CLAY GRABBER – BORE HIB.	127
Tabla 49. Volumen de Lodo.	137
Tabla 50. Costos generados por el fluido KCI – GEM GP.	138
Tabla 51. Costos generados por el fluido CLAY GRABBER – BORE HIB.	138
Tabla 52. Costos comparativos del fluido KCI – GEM GP / CLAY GRABBER BORE HIB.	139
Tabla 53. Pruebas Químicas Lodos Base Agua.	152

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Pruebas Básicas API	145
Anexo B. Prueba de difracción de rayos X para los cortes evaluados del pozo Velásquez 278, profundidad 1080 ft a 6110 ft.	153

RESUMEN

TITULO: FORMULACIÓN DE UN FLUIDO PARA PERFORAR LA ZONA DE 8 ½" DE LOS POZOS DEL CAMPO VELÁSQUEZ*.

AUTOR: ANDREA PAOLA GARCÍA BADILLO.**

PALABRAS CLAVES: Fluidos, Lodos, Base Agua, inhibición, Arcillas, Lutitas, Daño de formación.

DESCRIPCIÓN:

El propósito fundamental de esta tesis es evaluar y determinar el mejor fluido de perforación que mantenga la estabilidad de las formaciones arcillosas, que genere el menor daño a la formación productora (Guaduas), teniendo en cuenta criterios técnicos, económicos y ambientales.

Se probaron cuatro fluidos de perforación (CLAYSEAL PLUS, CLAY GRABBER – BORE HIB, CLAY GRABBER – CLAYSEAL PLUS, KCI – GEM GP), y mediante pruebas básicas API, ensayos especiales como: Tiempo de Succión Capilar (CST), Hinchamiento Lineal, Dispersión, Acresión y Lubricidad, se determinó la inhibición de los diferentes fluidos a los cortes de formación del pozo Velásquez 278. El fluido con CLAY GRABBER – BORE HIB se le aumentó la concentración del producto BORE HIB de un 2% a un 3% para ver si inhibía las arcillas y compararlo con el fluido KCL – GEM GP, mediante las pruebas de Hinchamiento Lineal, acresión y Dispersión.

Luego se escogió los dos mejores fluidos (CLAY GRABBER – BORE HIB 3%, KCI – GEM GP) por su alto poder inhibitorio, proporcionado por los polímeros específicos de cada sistema y el uso de sal potásica; a estos se le realizó pruebas de FANN 70, Taponamiento de Partícula (PPT), Retorno de permeabilidad y los fluidos mostraron reologías estables a altas presiones y temperaturas, menor daño a la formación.

El uso de los fluidos postulados, atenuaría el impacto ambiental por ser fluidos base agua y por el manejo, disposición de residuos de los lodos, no tendría mayor restricción, teniendo en cuenta las reglamentaciones ambientales. Además, ahorraría en costos de operación, tratamiento del lodo y disposición de sólidos.

* Tesis de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director del proyecto: Ing. Emiliano Ariza. Codirector del proyecto: Ing. Henry Rueda.

ABSTRACT

TITLE: FORMULATE A FLUID TO DRILL THE 8 ½" ZONE IN THE VELASQUEZ FIELD WELLS .

AUTHOR: ANDREA PAOLA GARCIA BADILLO.**

KEY WORDS: Fluids, Muds, Water Base, inhibition, Clay, Lutite, Skin Damage.

DESCRIPTION:

The primary purpose of this thesis is to evaluate and determine the best drilling fluid to maintain the stability of clay formations, which generate less damage to the Guaduas producing formation, taking into account technical, economic and environmental.

Four drilling fluids (CLAYSEAL PLUS, CLAY GRABBER – BORE HIB, CLAY GRABBER – CLAYSEAL PLUS, KCI – GEM GP) were tested and through API basic tests, special tests such as Capillary suction Time (CST), Linear Swelling, Dispersion, Accretion and Lubricity, it determines the inhibition of different fluids formation cuts in Velasquez well 278. The fluid with CLAY GRABBER - BORE HIB it increased the concentration of BORE HIB product of a 2% to 3% to see if it inhibited clays and compare it with the fluid KCL - GEM GP, through testing Linear Swelling, Accretion and Dispersion.

Then, it chose the two best fluids (CLAY GRABBER – BORE HIB 3%, KCI – GEM GP) for its high inhibitory power, provided by specific polymers to each system and the use of potassium salt; to these tests was performed by FANN 70, Permeability plugging test (PPT), Return of permeability and rheology fluids showed stable at high pressures and temperatures, less damage to the formation (skin Damage).

The use of this postulated fluids; mitigate, environmental impacts for being a water base fluid and, management, waste disposal mud, it would not most restraint or restriction , taking into account environmental regulations. In addition, it saves money in operational costs, Mud treatment and disposal of sludge solids.

* Thesis (Undergraduate project)

** Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum engineering School. Project Director: Eng. Emiliano Ariza. Co-Director of Project: Eng. Henry Rueda.

INTRODUCCION.

Durante los trabajos de perforación, cementación, completamiento, acidificación se presenta invasión de fluidos hacia la formación, los cuales a menudo son incompatibles con los fluidos allí presentes ocasionando problemas como hinchamiento de arcillas, formación de emulsiones, precipitación de asfáltenos y parafinas, alteración en la humectabilidad de la roca, migración de finos y partículas sólidas, produciendo una disminución de la productividad del pozo. Debido a las grandes pérdidas económicas que ocasiona estos daños, es indispensable prevenirlo o eliminarlo mediante una buena formulación de fluido para perforar la formación.

El objetivo de este proyecto de grado es determinar el fluido de perforación que genere el menor daño y mantenga a las formaciones lo más estables posible, que ahorre costos de operación y cumpla con la normatividad ambiental correspondiente para la perforación de la sección de 8 ½" de los pozos del campo Velásquez.

Para la determinación de las propiedades y características de los fluidos de perforación, se utiliza un conjunto de equipos especialmente diseñados que a través de los años se han ido perfeccionando hasta llegar a equipos que puedan simular su comportamiento durante la perforación.

Para lograr este objetivo se realizaron pruebas en el laboratorio (Baroid Fluid Services) tales como: Tiempo de Succión Capilar (CST), Hinchamiento Lineal de arcillas, Acresión, Dispersión, Pruebas Básicas API (Reología, Peso del lodo, pH, Químicas del filtrado, Filtrado API, Filtrado HPHT), Lubricidad, Taponamiento por Partícula (PPT), Fann 70, Retorno de Permeabilidad. Con los resultados obtenidos en estas pruebas se recomienda el mejor fluido de perforación que genere el menor daño a la formación.

1. FLUIDOS DE PERFORACION.

El fluido de perforación puede ser base agua o aceite cuyas propiedades han sido modificadas por sólidos comerciales y/o nativos, disueltos y/o suspendidos. Se usa para hacer transportar los cortes fuera del pozo y cumplir otras funciones durante la perforación de un pozo. Lodo es el término que se suele atribuir con mayor frecuencia al fluido de perforación.

1.1 PROPIEDADES FISICOQUIMICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION.¹

1.1.1 Densidad. Es el peso de un volumen de fluido, se relaciona con el porcentaje y peso de los sólidos presentes en el fluido, partiendo de esto se controla la presión hidrostática ejercida por la columna del fluido para controlar las presiones de formación y no exceder el gradiente de fractura.

La densidad se mide con una balanza de lodos y se expresa en libras por galón (lpg), libras por pie cúbico (lb/ft³), gravedad específica, gramos por centímetro cúbico (g/cm³), gradiente libras por pulgada cuadrada por cada mil pies de profundidad (psi/1000ft).

1.1.2 Reología. Se define como el estudio de la deformación y el flujo de un material, el comportamiento del fluido con la suspensión de los cortes hasta la superficie y la generación de fuerzas estáticas de gel para suspender los sólidos cuando se detiene la circulación.

¹ MALDONADO BAUTISTA, Angela. Formulación y Evaluación de fluidos de perforación de base agua de alto rendimiento aplicados al campo Balcon como sustitutos de lodo base aceite. Bucaramanga, 2006. Trabajo de grado (Ingeniera de Petróleos), Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas.

- *Viscosidad Plástica (VP)*: Es la propiedad del lodo que describe la resistencia del fluido a fluir, debido a la fricción mecánica de los sólidos dispersos en el lodo. Un aumento en la VP significa un aumento en el contenido de sólidos y/o una reducción en el tamaño de estos.

$$Viscosidad = \frac{Esfuerzodecorte}{Velocidaddecorte} \quad (1.1)$$

$$Vp (cp) = lect 600 - lect 300 \quad (1.2)$$

Lectura de 600 es el esfuerzo de corte a 600 rpm (lb/100ft²).

- *Punto de Cedencia (YP)*: Es la resistencia del fluido a fluir por la atracción de las cargas eléctricas sobre la superficie de las partículas dispersas en el lodo. Es la propiedad que nos da la capacidad de transporte de los cortes de perforación. En el fluido no-newtoniano se deberá aplicar una fuerza determinada para iniciar el flujo, esta fuerza es el punto cedente. Se utiliza para evaluar las propiedades de flujo, capacidad de limpieza del hueco.

$$Yp (lb / 100 ft^2) = (lect 300 - Vp) \quad (1.3)$$

- *Esfuerzo Cedente (YS)*: Es la fuerza requerida para iniciar el flujo, el valor calculado del esfuerzo cortante cuando la velocidad de corte es cero, es independiente del tiempo, pero se le considera como una resistencia del gel en un tiempo cero.

$$Ys (lb / 100 ft^2) = (2 * lect 3) - lect 6 \quad (1.4)$$

- *Resistencia de gel*: Es la propiedad del lodo que nos describe la capacidad de suspensión de los sólidos del lodo y de perforación a condiciones estáticas. Es muy importante mantener los sólidos en suspensión cuando se ha parado la circulación en la operación. La resistencia de gel son medidas en intervalo de 10 segundos, 10 minutos y 30 minutos en un viscosímetro.

$$\text{Resistencia de gel (lb/100ft}^2 \text{)} = \text{Máxima lectura del dial a 3 rpm} \quad (1.5)$$

La reología permite determinar y controlar:

- Capacidad de limpieza del hueco
- Propiedades de suspensión
- Caída de presiones producidas en la sarta y en el espacio anular
- Presiones de surgencia
- Reducir o minimizar las posibilidades de dañar la formación

1.1.3 Perdida de filtrado. Cuando la presión hidrostática ejercida por la columna de un fluido en el pozo es mayor que la presión de la formación, cierto porcentaje de la fase líquida del lodo se filtra a través de las paredes permeables del pozo hacia el interior de las formaciones, generando un cake con la fase sólida en la parte exterior del pozo.

Se encuentran dos tipos de filtrado en el pozo: el estático en el cual el lodo se encuentra en reposo y el espesor del cake aumenta con el tiempo. El filtrado dinámico el lodo se encuentra en movimiento, el cake es más delgado y la pérdida de filtrado es mayor. Se encuentran varios métodos para determinar el filtrado a un fluido de perforación:

- *Filtrado API:* a presiones moderadas de 100 psi y a temperatura ambiente.
- *Filtrado de alta presión y alta temperatura (HPHT):* a condiciones de 500 psi y 250°F.
- *Filtrado del Permeability plugging test (PPT):* a condiciones mayores o iguales de 1000 psi y 250°F.
- *Filtrado dinámico:* trabaja hasta condiciones de 2500 psi y 500 °F, con el equipo FANN 90.

1.1.4 Resistividad. Es la resistencia que ejerce un fluido al paso de corriente eléctrica. Esta propiedad es requerida para determinar la veracidad de los resultados de los registros eléctricos. Para fluidos de emulsión inversa esta

propiedad es importante para determinar la estabilidad de la emulsión y es llamado estabilidad eléctrica.

1.1.5 pH del lodo². Se define como el logaritmo negativo de la concentración del ion hidrogeno, el valor de pH se usa para determinar la acidez o alcalinidad de las soluciones acuosas. La dimensión numérica del pH varia entre 0 y 14 siendo los valores bajos acidez y los altos alcalinos. Una solución con pH de 7 es considerado neutral.

En general los lodos de perforación deben ser alcalinos con pH que oscilen entre 8 y 13 para prevenir la corrosión en la tubería, preservar y activar los aditivos del lodo y mantener las propiedades reologicas.

1.1.6 Alcalinidad³. Se determina las concentraciones de iones hidroxilo (OH^-), bicarbonato (CO_3H^-) y carbonatos (CO_3^{2-}) midiendo la cantidad de acido requerido para reducir el pH.

Los compuestos mas utilizados para el control de la alcalinidad son la soda cáustica (NaOH), potasa cáustica (KOH) y cal ($\text{Ca}(\text{OH})_2$), todo producto que contribuya con (OH^-) al fluido de perforación va a incrementar el pH. La cantidad de carbonato y bicarbonato presente en un fluido de perforación dependerá del pH del lodo. El rango de pH en el cual se detecta el bicarbonato es entre 7 y 10.3, a pH mayores de 10.3 se detecta el carbonato. La relación entre el pH y la alcalinidad es un factor primordial en la determinación de los diferentes contaminantes de un fluido de perforación.

En la ingeniería de lodos la alcalinidad por medio de la fenolftaleina es indicada por el numero de mililitros de H_2SO_4 (0.02N) para evaluar un mililitro de filtrado (Pf) reduciendo el pH hasta 8.3. La alcalinidad del filtrado con naranja de metilo

²CONCEPTOS Y PRACTICAS DE PERFORACION. Entrenamiento fase III para Ingenieros de Fluidos de Perforación de Baroid. 1998.

³ MALDONADO BAUTISTA, Op. Cit. p. 25.

(Mf) mide el ácido requerido para reducir el pH hasta 4.3, y será la suma de los mililitros H_2SO_4 del pf + los mililitros H_2SO_4 del Mf.

1.1.7 Lubricidad⁴. La fuerza aplicada a un eje causando su rotación se denomina torque, la fricción entre un objeto sólido y el fluido se denomina arrastre, los lubricantes incrementan la vida útil de la broca y la sarta. La fricción puede suceder entre la sarta o el revestimiento y las paredes del pozo.

En el laboratorio se utiliza un equipo especial para medir la lubricidad llamado lubricity tester que puede simular la rotación de la tubería bajo las condiciones de presión a las que se encuentra sometida en el pozo. El medidor de lubricidad mide el coeficiente de fricción entre el anillo y el bloque que representa la tubería y las paredes del pozo, también es usado un brazo de torsión que aplica una carga constante de 150 lbs/pulgada. (Figura 1 y 2).

Los lodos base aceite presentan las mejores propiedades de lubricidad por lo tanto estos muestran un coeficiente de lubricidad menor a 0.1 y los lodos base agua un coeficiente de 0.2

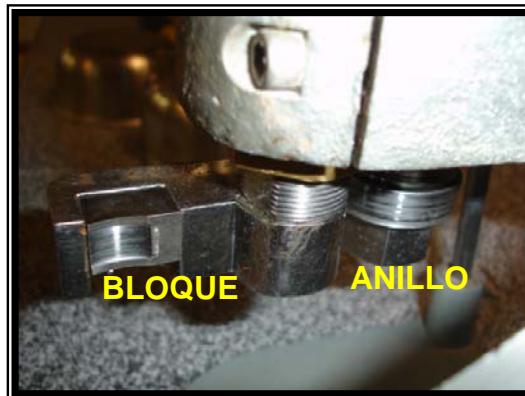
Figura 1. Equipo Medidor de Lubricidad.



Fuente: Laboratorio Baroid Fluid Services.

⁴HALLIBURTON BAROID, Manual de fluidos Baroid, Abril 2005.

Figura 2. Anillo y Bloque del equipo de Lubricidad.



Fuente: Laboratorio Baroid Fluid Services.

1.2 FUNCIONES DE UN FLUIDO DE PERFORACION⁵.

Los fluidos de perforación empleados en la perforación son diseñados para mejorar la eficiencia de la operación, atenuar el impacto ambiental, disminuir el daño a las formaciones perforadas y mantener la eficiencia de los equipos. Las principales funciones del fluido son:

1.2.1 Transporte y suspensión de cortes generados durante la perforación. Cuando la broca perfora la formación se generan cortes, en algunas ocasiones estos se derrumban, estos cortes son más densos que el fluido y tienden a depositarse en el fondo del pozo, para remover estos cortes se utiliza un movimiento ascendente del fluido por el anular.

La proporción a la cual se levantan los cortes se calcula como la diferencia entre la velocidad de circulación del lodo en el anular y la velocidad de caída de las partículas, dependiendo del tamaño, forma y densidad de estas, así como la densidad y viscosidad del fluido de perforación. Si no hay un efectivo transporte de estos cortes se acumularán en el anular, incrementando presiones, torque e

⁵ MALDONADO BAUTISTA, Op. Cit. p. 25.

hidrostática y ocasionando pegas, pérdidas de circulación y disminución de la tasa de penetración.

Cuando el lodo no está en movimiento este debe adquirir una estructura gelatinosa (geles) para mantener los sólidos en suspensión y evitar que los aditivos y cortes de perforación se depositen en el fondo del pozo y cuando se restaure la circulación recupere su fluidez, gracias a sus propiedades tixotropicas.

1.2.2 Control de presiones de subsuelo. Entre más se profundiza el hueco, las presiones de las formaciones son más altas debido a la sobrecarga y estabilizar los fluidos presentes en las formaciones (agua, gas y petróleo) es de vital importancia para evitar desplazamiento hacia el hueco y la superficie. Este control se logra suministrando la presión hidrostática necesaria para estabilizar las paredes del pozo y balancear las presiones de formación, directamente proporcional a la densidad y altura de la columna del fluido. El peso del lodo está limitado por la mínima presión necesaria para controlar el pozo y la máxima que no fracture la formación.

1.2.3 Lubricidad y enfriamiento de la broca y sarta de perforación. La fricción y abrasión a la que es sometida la sarta de perforación y la broca contra las paredes y el fondo del pozo pueden disminuirse si se forma una capa delgada alrededor de las paredes del hueco, aumentando el tiempo de vida útil de la sarta y la broca. Por el rozamiento de la sarta contra las paredes del hueco se genera un calor excesivo, absorbido y disipado por el lodo durante la circulación.

1.2.4 Soporte de las paredes del hueco. Algunas formaciones tienden a perder estabilidad cuando se perfora generando derrumbes que desembocan en numerosos problemas. La composición química y las características del lodo deben integrarse para constituir una pared estable y consistente en las paredes del hueco hasta que se corra y cimente el revestimiento, esto se logra

suministrando una adecuada densidad del lodo y la generación de una pared estable y consistente llamada cake (torta o revoque).

1.2.5 Suspensión de la sarta y el revestimiento. Al suspender la sarta y el revestimiento en el fluido de perforación, hay un empuje ascendente que ejerce el fluido sobre estas cuando se introducen en él. La fuerza de este empuje es igual al peso del volumen desplazado.

1.2.6 Interpretación de registros eléctricos. Es importante la evaluación de las propiedades físicas y químicas de la formación y sus fluidos al correr un registro eléctrico, para este proceso es útil que la conductividad del lodo sea diferente de los fluidos presentes en la formación.

1.2.7 Transmisión de energía hidráulica a la sarta y broca. Las bombas en superficie generan energía hidráulica para maximizar la tasa de penetración. El lodo que sale a velocidades altas por las boquillas de la broca remueven los cortes que están a su alrededor evitando que estos desgasten la herramienta y sean remolidos disminuyendo la tasa de penetración.

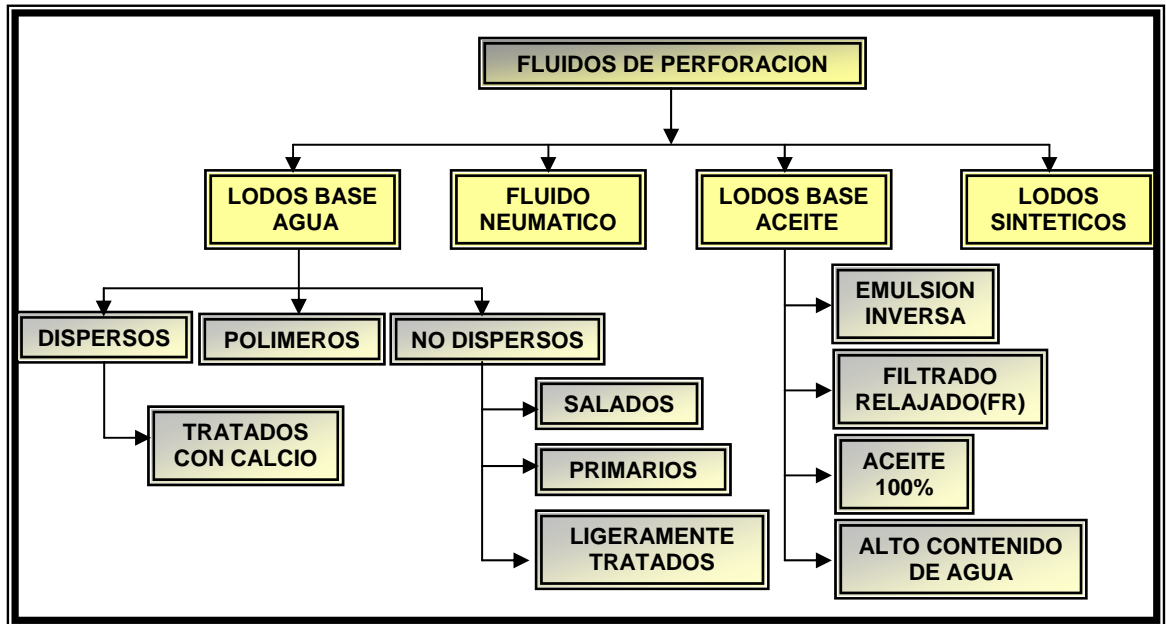
1.3 CLASIFICACION DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION⁶.

Dependiendo de los requerimientos ambientales, económicos y operacionales, encontramos variedad de lodos de perforación que satisface las necesidades de cada operación. Los lodos se clasifican de acuerdo a su fase continua o base, entre ellos tenemos (Figura 3):

- Lodos base agua
- Lodos base aceite
- Fluidos neumáticos
- Lodos sintéticos

⁶ CONCEPTOS Y PRÁCTICAS DE PERFORACION, Op. Cit. p. 28.

Figura 3. Clasificación de los fluidos de perforación.



Fuente: Conceptos y Prácticas de Perforación. Entrenamiento fase III para ingenieros de fluidos de perforación.

1.4 LODOS BASE AGUA⁷.

Fluidos cuya fase continua es el agua y para complementar las propiedades requeridas se utilizan aditivos como densificantes, viscosificantes, dispersantes, controladores de filtrado, material de puenteo etc. Estos lodos son los más utilizados debido a su menor costo de operación y disminuye el impacto ambiental. Se clasifican en:

1.4.1 Sistemas Dispersos. Su principal característica es la dispersión de las arcillas, controlando la hidratación de las arcillas se asegura la estabilidad del hueco, presenta una alta tolerancia a la contaminación. Según los aditivos químicos utilizados se clasifican en:

- *Lodos tratados con calcio:* El calcio es usado en los lodos de perforación para evitar la desestabilización de las lutitas, derrumbamiento del hueco y

⁷ HALLIBURTON BAROID, Op. Cit. p. 29.

previene el daño de formación. Los principales aditivos de estos sistemas son: Cal hidratada (hidróxido de calcio), yeso (sulfato de calcio), cloruro de calcio (CaCl). Resistente a la contaminación de sal y anhidrita, pero son susceptibles a la gelificación y solidificación a alta temperatura.

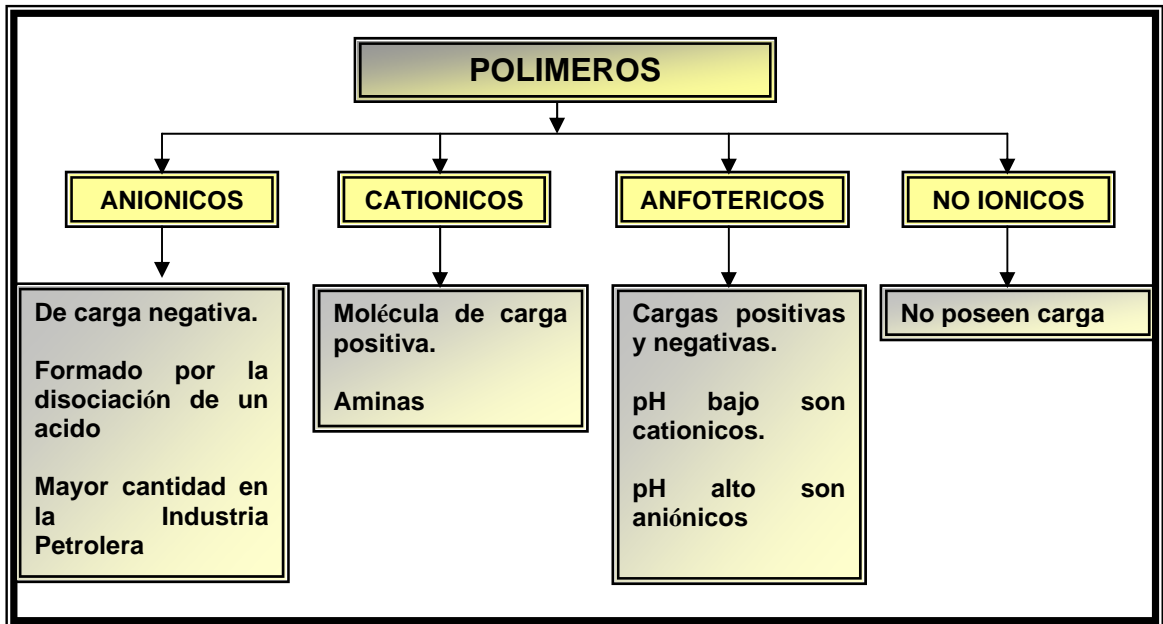
1.4.2 Sistemas No Dispersos. Estos fluidos no contienen aditivos químicos para controlar las propiedades del lodo, utilizados para perforar pozos someros o en etapas primarias de pozos más profundos, son considerados como fluidos que tienen poco tratamiento químico, son ineficaces a medida que aumenta la profundidad y temperatura. Este sistema se clasifican en:

- *Lodos salados:* La fase continua es una salmuera, son utilizados para formaciones con alto contenido de lutitas hidratables que tienden a desestabilizarse y derrumbarse en contacto con el agua, necesitando inhibición, proporcionado por los iones disueltos en la salmuera. Las sales mas utilizadas en la preparación de estos fluidos son el cloruro de sodio (NaCl), cloruro de potasio (KCl).
- *Lodos primarios:* Utilizados al iniciar la perforación, están constituidos por agua, bentonita y cal hidratada (hidróxido de calcio). Poseen una tolerancia muy baja a la contaminación por sólidos y otras sustancias.
- *Lodos ligeramente tratados:* Presentan un cierto grado de tratamiento para suministrar las propiedades necesarias al fluido en la perforación, como capacidad de arrastre, control de perdidas de filtrado y densidad.

1.4.3 Lodos con Polímeros. Los polímeros son de cadena larga y alto peso molecular, la mayoría son empleados en la industria petrolera con un rango de operación menor a 300 °F, solubles en agua, aceite y soluciones salinas, especialmente en fluidos de completamiento y fracturamiento. Los polímeros son susceptibles a degradación por calor, degradación mecánica, oxígeno, ataques biológicos, ácidos y bases.

Estos sistemas son utilizados para encapsular sólidos de perforación, para prevenir la dispersión, cubriendo con una película la lutita que evita que esta se incorpore en el fluido, incrementa la viscosidad del lodo, reducen la pérdida de filtrado y son utilizados como floculantes y defloculantes. (Figura 4).

Figura 4. Clasificación de los polímeros según su carga eléctrica.



Fuente: Conceptos y Prácticas de Perforación. Entrenamiento fase III para ingenieros de fluidos de perforación.

1.5 LODOS BASE ACEITE⁸.

Fluidos cuya fase continua es un aceite como el diésel o aceite mineral. Se utiliza en casos donde se quiere una alta estabilidad del fluido e inhibición, en pozos de alta temperatura, huecos profundos, pegas y desestabilización del hueco. Son más costosos que los fluidos de perforación base agua por sus componentes.

Estos fluidos son altamente tolerantes a los contaminantes debido a la baja interacción entre el aceite y la formación. Se pueden incorporar grandes cantidades de sólidos perforados al sistema sin afectar en forma significativa

⁸ Ibid., p. 33.

las propiedades. Estos fluidos ofrecen máxima lubricidad reduciendo el torque y arrastre, protección contra la corrosión, sus productos son estables térmicamente y resistentes a las bacterias. En las propiedades de los lodos base aceite influyen los siguientes parámetros:

- Relación aceite/agua
- Tipo y concentración del emulsificante
- Contenido en sólidos
- Temperatura y presión pozo abajo

Los sistemas de lodo base aceite se clasifican en cuatro categorías. La Tabla 1 detalla los usos principales de estos diferentes sistemas.

Tabla 1. Clasificación de los sistemas de lodo base aceite.

SISTEMA	APLICACIÓN
Emulsion firme o apretada	Para uso general y en áreas de alta temperatura de hasta 500°F (260°C).
Filtrado Relajado (FR)	Para proporcionar mas altos indices de perforacion.
Aceite 100%	Para uso como fluido no perjudicial de extraccion de nucleos y perforacion.
Alto contenido de agua	Para reducir la retencion de aceite en los recortes; usado principalmente en zonas costa afuera que son ambientalmente sensibles.

Fuente: Manual de Fluidos BAROID.

1.5.1 Sistema de emulsión firme. Una emulsión inversa es una emulsión de agua en aceite en la que el agua dulce o agua salada constituyen la fase dispersa y el aceite diesel u otro aceite constituyen la fase continua.

Los sistemas de emulsión firme ofrecen estabilidad a alta temperatura y tolerancia a los contaminantes. Estos sistemas usan altas concentraciones de

emulsificantes y agentes de pérdida de fluido para dar mayor estabilidad a la emulsión y reducir pérdida de filtrado. El volumen del filtrado APAT (alta presión, alta temperatura) es comúnmente menor de 15 ml y debe ser todo aceite.

1.5.2 Sistema de filtrado relajado (FR). Los sistemas de filtrado relajado no tienen nada o muy bajas concentraciones de emulsificante y agente controlador de filtrado. El aumento de filtrado en estos sistemas proporciona velocidades más rápidas de perforación que las logradas con sistemas de emulsión firme. El volumen de la pérdida de fluido APAT es de 15 a 20 cm³. Estos sistemas son estables a temperaturas de hasta 325°F (163°C).

1.5.3 Sistema Aceite 100%. Formulados solo con aceite en la fase continua, usados con frecuencia como fluidos de corazonamiento. Su alta tolerancia a la contaminación por sal y anhídrida, estabilidad a altas temperaturas, alto poder inhibitorio y estabilizador de arcillas.

1.5.4 Sistema con alto contenido de agua. Los sistemas de alto porcentaje de agua fueron desarrollados para ser usados en áreas en que las descargas de aceite son restringidas, como en el Mar del Norte. Estos sistemas, que tienen una relación aceite-agua de 50/50, pueden reducir hasta en un 45% el aceite que queda en los recortes. Los sistemas de alto porcentaje de agua no son recomendados a temperaturas superiores a 250°F (121°C).

1.6 LODOS SINTÉTICOS⁹.

Los fluidos de perforación sintéticos han sido diseñados para lograr un desempeño similar a los lodos base aceite, para atenuar el impacto ambiental. Los fluidos sintéticos más usados son ésteres, éteres y olefinas isomerizadas, fluidos que pueden desgastarse sin problemas en operaciones costa afuera (off shore) y biodegradarse, pero no han sido muy aplicables por su alto costo.

⁹ MALDONADO BAUTISTA, Op. Cit. p. 25

1.7 FLUIDO NEUMATICO¹⁰.

En las zonas en las que se presenta altas pérdidas de circulación o zonas en las que se requiere una técnica de perforación por debajo del balance de presión (underbalance: la presión hidrostática es menor que la presión de yacimiento), es necesario utilizar fluidos de perforación que tengan baja densidad, constituido por aire, neblina o espuma.

La perforación con aire inyecta aire seco o gas en el pozo que alcance velocidades anulares suficientes para remover los cortes generados en la perforación. En la perforación con neblina se inyecta un agente espumante en la corriente de aire que al mezclarse con el agua producida cubre los cortes y los remueve hasta superficie.

El sistema neumático causa un mínimo daño a la formación, aumentando la tasa de penetración, proporciona rápido enfriamiento de la sarta de perforación y la broca, permite la detección inmediata de trazas de hidrocarburos, pero este tipo de fluido no proporciona un control adecuado del pozo, pues no ejerce una presión hidrostática sobre el.

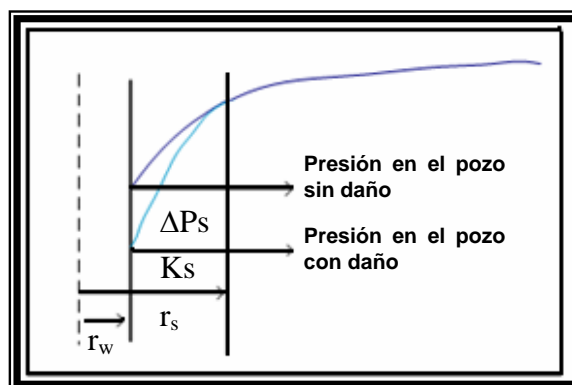
¹⁰ Ibid., p. 37.

2. DAÑO DE FORMACION.¹¹

El daño de formación es cualquier causa que reduce la productividad de una formación, puede ser ocasionado por causas químicas, físicas o por la combinación de las dos. Durante cualquier etapa de la vida de un pozo la formación va ser dañada y la permeabilidad será reducida. La permeabilidad es la habilidad de la formación para conducir fluidos, es una propiedad del medio poroso y mide la capacidad del medio para transmitir fluidos.

El daño a la formación se presenta en los alrededores del pozo y su radio de invasión depende de las características de la formación. El radio de daño es la distancia medida desde el centro del pozo (r_s). La profundidad de daño se mide a partir de la cara del pozo. Como se observa en la figura 5, Debido a que la presión de yacimiento es requerida para empujar el hidrocarburo a través de una barrera, el pozo debe proporcionar una caída de presión adicional (ΔP_s), y por lo tanto existe menor disponibilidad de energía para lograr que el fluido llegue a superficie es decir menor producción.

Figura 5. Caída de presión producida por el daño de formación.



Fuente: Tesis de Grado, Daño a la formación por precipitación de parafinas: Estado del Arte.

¹¹ RESTREPO, Karin. GARZA, Carlos. Daño a la formación por precipitación de Parafinas: Estado del Arte. Bucaramanga, 2006. Trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas.

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

$$S = \frac{kh}{141.2q B_o \mu} \Delta P_s \quad (2.1)$$

Donde:

K: permeabilidad (mD)

h: espesor de formación vertical (ft)

q: Tasa de flujo (stb/d)

B_o: Factor volumétrico de formación (rb/stb)

μ: viscosidad (cp)

ΔP_s: Presión en el pozo con daño (psi)

El factor de daño (SKIN) es la región dañada alrededor del pozo causado durante la perforación, completamiento, cementación, estimulación o en la etapa de producción.

El daño a la formación se determina mediante ensayos, pero de no tener los datos precisos se puede estimar mediante la relación de permeabilidades y radios del skin y la formación.

$$S = \left(\frac{k}{k_{skin}} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right) \quad (2.2)$$

Donde:

k : Permeabilidad media de la formación.

k_{skin} : Permeabilidad media de la zona afectada por el daño (skin)

r_{skin} : Radio de daño.

r_w : Radio del pozo

Se analizará los valores que puede tomar el factor de daño (Tabla 2):

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

Tabla 2. Valores de daño y sus condiciones de pozo.

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

Fuente: Curso Depósitos Orgánicos Prevención y control. M.Sc Luis Felipe Carrillo M.

2.1 PROCESOS PARTICULARES EN EL MEDIO POROSO¹²

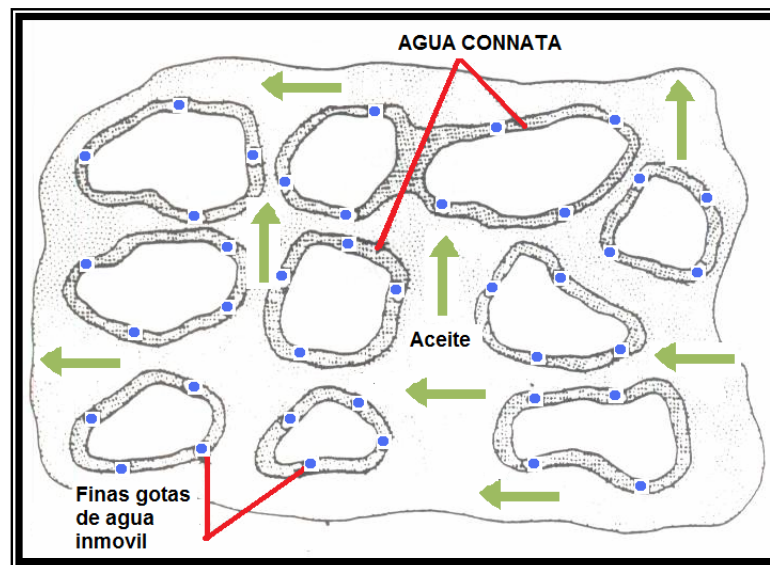
Todos los hidrocarburos son producidos a través de poros, fracturas y cavidades en la formación. Estos canales de flujo varían de tamaño, forma y son susceptibles a ser tapados parcial o totalmente por sólidos contenidos en un flujo de perforación o de completamiento.

La mayoría de los poros de la formación se hallan llenos de petróleo, gas y agua. Cuando el pozo se pone en producción varias capas de petróleo y agua

¹² CONCEPTOS Y PRÁCTICAS DE PERFORACION, Op. Cit. p. 28.

que se hallan almacenadas en la formación abandonan la misma migrando hacia el pozo. En arenas productoras cada grano se halla envuelto por una fina capa de agua, esta película es inmóvil y actúa como una barrera lubricante y permite el flujo libre del aceite hacia el hueco, esta es la condición natural de la formación es decir mojada por agua (Figura 6).

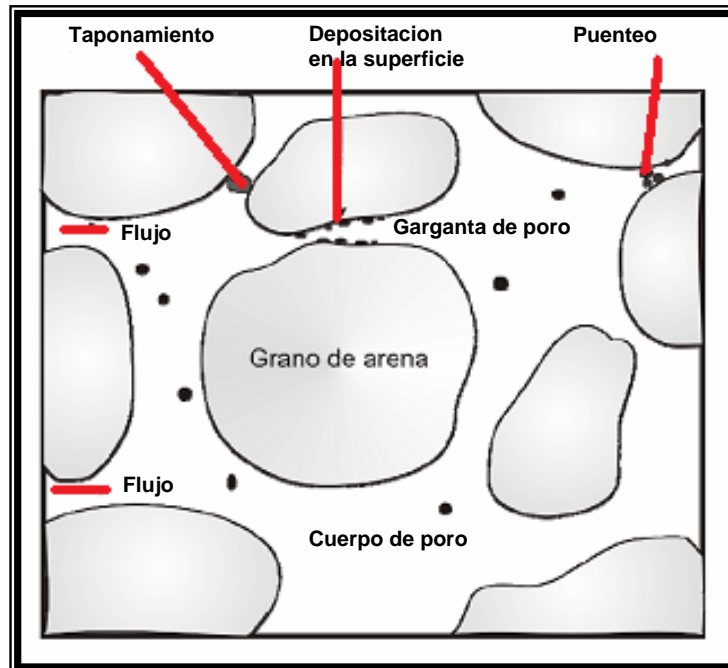
Figura 6. Estado natural de una arena.



Fuente: Conceptos y Prácticas de Perforación. Entrenamiento fase III para ingenieros de fluidos de perforación.

En el medio poroso se presentan procesos fisicoquímicos, químicos, mecánicos, generados por la reacción entre el fluido invasor con el yacimiento, que conlleva a la movilización, generación, migración y depositación de partículas finas, precipitación de material orgánico e inorgánico, entre otros, los cuales causan daño a la formación. El medio poroso presenta una configuración y distribución de la red poral de diversas formas irregulares, los lugares donde se pueden depositar las diferentes partículas en la superficie del poro y la garganta del poro (Figura 7).

Figura 7. Procesos en el Medio Poroso.



Fuente: Tesis de Grado, Daño a la Formación por precipitación de parafinas: Estado del Arte

2.2 FACTORES QUE INFLUYEN EN EL DAÑO DE FORMACION¹³

2.2.1 Composición mineralógica y química. El tipo de mineral presente en la roca influye en el daño debido a la facilidad de liberación de finos que tienen algunos minerales o la tendencia al hinchamiento de las arcillas. Estos minerales y arcillas presentes en la formación varían en porcentaje y distribución en la roca.

2.2.2 Abundancia y tipo del mineral. La presencia de grandes cantidades de minerales afectan el grado de sensibilidad al daño de la formación. Si existen grandes cantidades de minerales de arcilla altamente sensibles al agua como la esmectita (o montmorillonita), el daño será mayor en una formación con mayor porcentaje de esta. Si la formación contiene illita o Caolinita tendrá una mayor tendencia a presentar migración de finos.

¹³ RESTREPO, Op. Cit. p. 39.

2.3 POSIBILIDADES DE DAÑO DE FORMACION¹⁴

2.3.1 Perforación. La principal fuente de daño a la formación es por el filtrado de los fluidos de perforación, estos pueden transportar diferentes tipos de productos químicos, sólidos y pueden producir alteraciones en la mojabilidad, permeabilidad, estructura de las arcillas, taponamiento de los conductos porosos, formación de emulsiones con los fluidos de la formación.

2.3.2 Cementación. Su función es aislar el casing de la cara de la formación, con un anillo de cemento impermeable, fuerte y compacto. Si el cemento no tiene las propiedades adecuadas para reducir las pérdidas de fluidos, la formación queda desprotegida a la invasión de filtrado. Los filtrados de lechadas con alto pH, son dañinos en formaciones arcillosas; adicionalmente al entrar en contacto con agua de formación con alto contenido de calcio, ocasiona precipitación de escamas. Por las altas pérdidas de filtrado de las lechadas de cemento se transporta sólidos y sustancias no compatibles con la formación que reduce la permeabilidad.

2.3.3 Completamiento. Durante los cañoneos se debe crear una presión diferencial a favor de la formación, lo que puede aumentar las posibilidades de pérdidas de fluidos; por tal razón es importante que esta operación se realice con un fluido limpio para evitar al máximo crear problemas de daño y controlar la presión de subsuelo mediante densidad.

2.3.4 Estimulación. Los fluidos de estimulación llevan aditivos que pueden alterar la mojabilidad de la roca, crear emulsiones y reaccionar con el aceite del yacimiento para formar lodos asfálticos, se desconsolida la roca, causa precipitaciones indeseables (orgánicos e inorgánicos), taponan la formación y disminuye la producción. El fluido seleccionado deberá remover el daño e incrementar la permeabilidad natural de la formación sin propiciar daños

¹⁴ CARVAJAL CABALLERO, Belsy. Evaluación de la estrategia de estimulación de los pozos de Cusiana mediante la metodología Sigma. Bucaramanga, 2005. Trabajo de grado (Ingeniera de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas.

adicionales como: arrastrar sólidos que se encuentran en la tubería taponando la formación.

2.3.5 Recuperación secundaria. En estas operaciones se pueden presentar alteraciones en la formación a causa de las reacciones entre el fluido inyector (agua, polímeros, químicos, gas) con los fluidos presentes en la formación o con la roca afectando la productividad de los pozos. En la inyección de surfactantes y polímeros se conduce a la movilización y migración de finos, ocasionando una restricción en el flujo ó una reducción de la permeabilidad.

2.4 CAUSAS DE DAÑO DE FORMACION¹⁵.

2.4.1 Invasión de partículas sólidas. Desde que se inicia el proceso de perforación, el lodo entra en contacto con la formación, alterando las condiciones de equilibrio en la formación debido a la invasión del filtrado del lodo.

La dispersión, floculación y liberación de las arcilla, causan mas daño a los pozos, que el hinchamiento de las mismas. La floculación de arcillas se presenta cuando se utilizan surfactantes no iónicos, así como también ácidos y otros fluidos de bajo pH.

Las partículas de sólidos invaden los poros de la formación, puede ser causado por los sólidos del lodo, cemento o salmueras. Si la invasión se hace mas profunda el daño será más considerable. Cuando las partículas se depositan conduce al bloqueo de las gargantas del poro, las cuales conllevan a una reducción en la permeabilidad

2.4.2 Hidratación de arcillas (Incompatibilidad fluido – Roca). Todas las formaciones tienen una fracción de arcilla en su composición, estas arcillas se van a hidratar al ponerse en contacto con el filtrado del fluido de perforación,

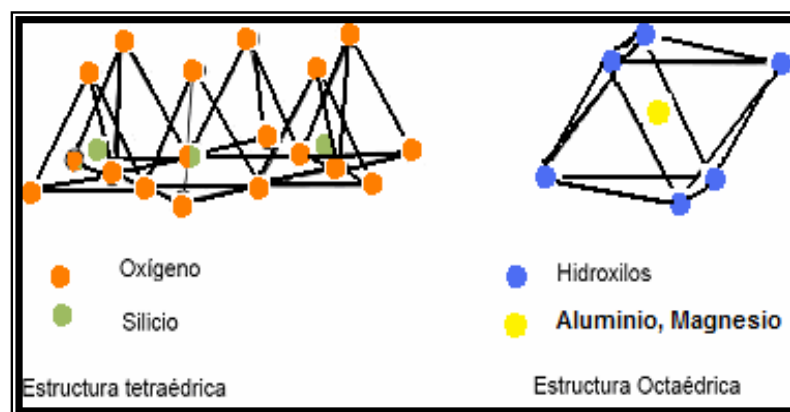
¹⁵ CONCEPTOS Y PRÁCTICAS DE PERFORACION, Op. Cit. p. 28.

también se dispersan en fragmentos más pequeños y comienzan a desplazarse o migrar, estas partículas móviles pueden tapar los poros de la formación. Un fluido de perforación puede reaccionar con la formación, esto bloquea la formación y reduce la producción.

Las lutitas son rocas que han sido formadas por la compactación de sedimentos marinos. La apariencia y el comportamiento de las lutitas es variado, pero una característica común es que ellas contienen arcillas. Es por esto, que es apropiado que las lutitas sean llamadas arcillolitas /claystones/, lodolitas / mudstones/ y rocas arcillosas.

- *Estructura de las arcillas:* La identificación y clasificación de los minerales de las arcillas se hace con un análisis de Difracción de Rayos x (DRX). Tienen una estructura formada por láminas de cristales, los cuales están compuestos de átomos de una forma tetraédrica u octaédrica (Figura 8). Según su combinación dan origen a las diferentes clases de arcillas las cuales presentan diferentes propiedades.

Figura 8. Arreglo Geométrico de la Estructura de las Arcilla.



Fuente: *Conceptos y Practicas de Perforacion, Entrenamiento Fase III para Ingenieros de Fluidos de Perforacion.*

La estructura tetraedro esta representada con el Sílice (Si) en el centro y cuatro Oxígenos (O₂) en cada uno de los vértices del tetraedro. Esta

estructura son pirámides de base triangular, con todas sus caras iguales (cuatro triángulos equiláteros). Los octaedros son bipirámides con su plano ecuatorial cuadrado y todas sus caras triángulos equiláteros iguales. Las capas de tetraedros y octaedros se acoplan dando láminas que al repetirse forma la estructura cristalina.

Cuando se tiene una estructura con la combinación de una capa tetraédrica y una octaédrica se denominan minerales de capa 1:1 como por ejemplo la Caolinita. Si se combinan dos capas tetraédricas y una octaédrica se denominan minerales de capa 2:1. En estas, existe un mayor espaciamiento y por lo tanto el efecto será mucho mayor al contacto con agua.

Las cargas de los bordes de las hojas cristalinas dependen del pH de la solución. Un valor bajo de pH los bordes van a tener cargas positivas, un pH alto los bordes van a tener cargas negativa, por eso los fluidos de perforación son alcalinos (pH alto) para que las arcillas estén cargadas negativamente para mantener una interacción electrostática mínima.

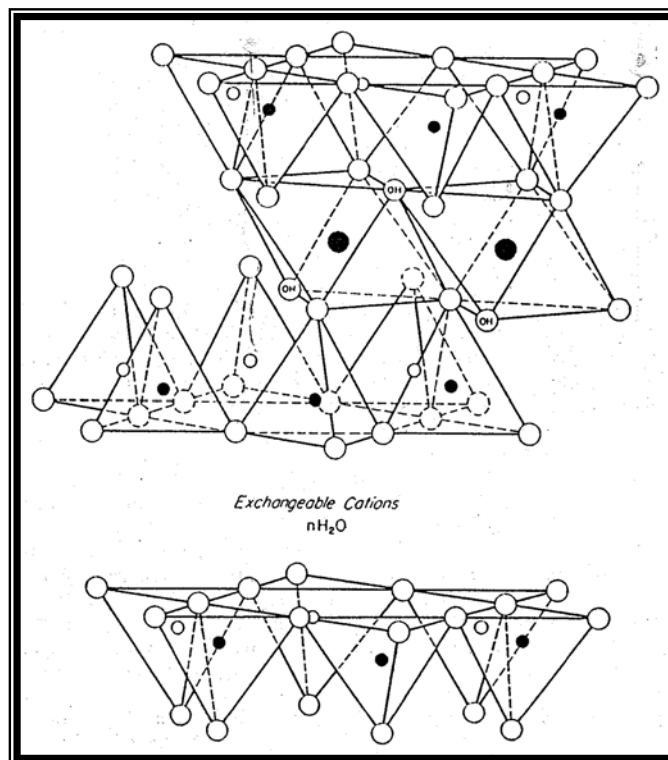
➤ *Clasificación de las arcillas*

- Arcillas no expandibles (No hinchables): Illita, Clorita, Caolinita, absorben poco agua.
- Arcillas expandibles (Hinchables): Esmectitas (Montmorillonita), absorben grandes volúmenes de agua y se subdividen en partículas más pequeñas durante el proceso de hidratación.

Montmorillonita: llamado también esméctita, la estructura de este mineral es 2:1 esta compuesta de dos capas tetraedrales de sílice con una capa octaedral de aluminio en el centro. Los átomos comunes tanto a la capa octaedral y tetraedral se convierten en oxígeno en lugar de hidroxilos (Figura 9).

La característica sobresaliente es que el agua y otras moléculas polares, pueden entrar entre las láminas de la unidad causando que el mineral se expanda. Cuando moléculas no polares están entre las láminas de la unidad, pasando por un rango de hinchamiento que va desde 12,5 a 20 Å, hasta separación completa en algunos casos. La montmorillonita es altamente dispersables en agua.

Figura 9. Estructura de la Montmorillonita.



Fuente: Conceptos y Practicas de Perforacion, Entrenamiento Fase III para Ingenieros de Fluidos de Perforacion.

Illita: La estructura de este mineral es 2:1, los minerales de illita son similares en sus características estructurales a las micas, la unidad estructural básica esta compuesta de dos capas tetraedrales de sílice con una capa octaedral central de aluminio. Ellas son distinguidas de la montmorillonita principalmente por la ausencia de hinchamiento entre las capas.

Un ión potasio el cual está localizado sobre la superficie de la capa. Dado que las láminas no se separan con la adición de agua, los iones potasio entre las láminas no están disponibles para intercambio, solamente estos iones sobre las superficies externas pueden ser intercambiados por otros cationes.

Los iones potasio pueden ser desplazados bajo la acción de un medio ácido, para formar especies minerales llamadas illitas degradadas, permitiendo que mayor cantidad de agua penetre entre las capas y produzca expansión.

Clorita: La estructura de este mineral es 2:1, los cationes de carga entre las capas de tipo montmorillonita son reemplazadas por una lámina octaédrica de hidróxido de magnesio llamada brucita. La lámina de estructura 2:1 está desbalanceada debido a la sustitución de sílice por aluminio, y este exceso de carga negativa es balanceado por un exceso de carga positiva en la lámina de brucita como una consecuencia de las sustituciones del magnesio por aluminio. El espaciamiento basal característico de cloritas es de 14,2 Å.

Dado que estos minerales parecen existir siempre en mezclas con otros minerales arcillosos, los cuales han impedido el estudio de los atributos del mineral.

Caolinita: La estructura de este mineral es 1:1, está compuesta de una capa tetraédrica de sílice y una capa octaédrica de aluminio. Debido a la superposición de los planos de hidroxilo y oxígeno en unidades adyacentes, las unidades se mantienen juntas por enlaces de hidrógeno entre las capas. Este efecto enlazante del hidrógeno hace que el mineral no sea fácilmente dispersable en agua. El espesor de estas unidades es de cerca de 7 Å. La caolinita no es expandible en agua, pero ciertos compuestos son capaces de expandir sus cristales como lo son las sales de acetato de potasio y compuestos con fuertes enlaces de hidrógeno tales como urea e hidracina.

Las lutitas son serios contaminantes para los fluidos de perforación porque ellas contienen arcillas, estas están usualmente presentes en los lodos de perforación, ya sea adicionadas intencionalmente para acondicionar el lodo, o incorporadas al lodo como sólidos perforados. Es fundamental el entendimiento de la naturaleza y el comportamiento de los minerales de arcilla para el control del lodo y la tecnología de perforación.

➤ Mecanismos de hidratación en las arcillas

- *Hinchamiento Cristalino*: Conocido como hidratación de superficie, es la absorción de capas de agua en la superficie basal de los cristales.
- *Hinchamiento Osmótico*: La concentración de los cationes entre las láminas del mineral es más elevada que la del agua, el agua es atraída entre las láminas incrementando el espaciamiento. Involucra un hinchamiento más significativo que el cristalino. Los cationes de sodio y calcio están en solución con mayor frecuencia en los fluidos de perforación.

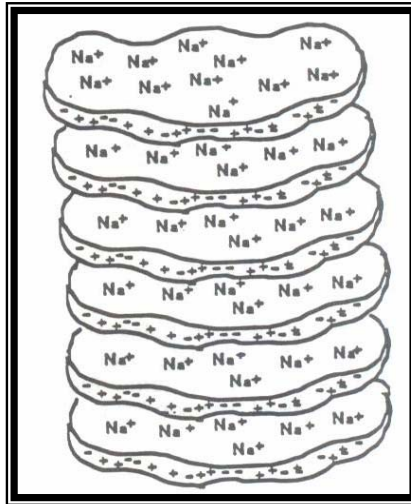
El cation de sodio favorece la hidratación y la separación de las láminas de arcilla. El cation de calcio se asocia a dos laminas manteniéndolas juntas, en contacto con agua el mineral se hidratara y las capas se separan.

La mayoría de las bentonitas halladas en la naturaleza son calcicas. Los depósitos de bentonita de Wyoming son sodicos y son usados en fluidos de perforación y dan buenas viscosidades a bajas concentraciones del mineral.

- *Arcillas en los fluidos de perforación*: Las arcillas se pueden agregar en los fluidos de perforación base agua para controlar la viscosidad, propiedades reologicas y las características del filtrado del fluido. Los principales estados de asociación de las arcillas en los fluidos de perforación son:

Agregado: Los minerales de arcilla se encuentran en forma de láminas, pueden ser separadas con agitación mecánica (Figura 10). Aumenta la viscosidad del sistema y en la asociación cara a cara.

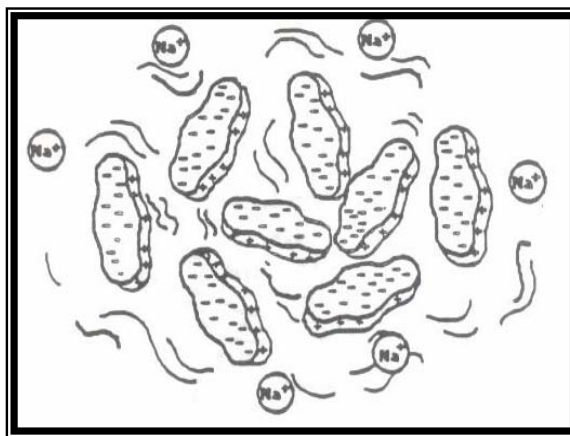
Figura 10. Estado Agregado de la Arcilla.



Fuente: Conceptos y Practicas de Perforacion, Entrenamiento Fase III para Ingenieros de Fluidos de Perforacion.

Disperso: Son laminas individuales del mineral separadas por una fuerza mecánica, hay una disminución de la asociación cara a cara, (Figura 11).

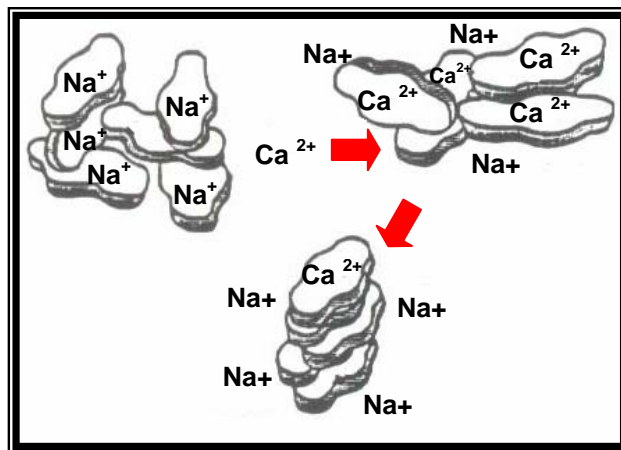
Figura 11. Estado Disperso de la Arcilla.



Fuente: Conceptos y Practicas de Perforacion, Entrenamiento Fase III para Ingenieros de Fluidos de Perforacion.

Floculado: Se desarrollan fuerzas netas de atracción entre las partículas de arcilla, estas se asocian cara a borde formando una estructura suelta, (Figura 12). Viscosidad elevada y perdida del control del filtrado. La floculación se produce por alta concentración de sales, alta temperatura, pH.

Figura 12. Estado Floculado de la Arcilla.



Fuente: Conceptos y Practicas de Perforacion, Entrenamiento Fase III para Ingenieros de Fluidos de Perforacion.

Defloculado: es una disminución en la asociación borde – cara. Es usado los defloculantes o dispersantes.

2.4.3 Cambio de la mojabilidad de la formación. El estado natural de la formación es estar mojada por agua si este estado se cambia resultara una fricción de los fluidos producidos y la producción se vera afectada, si los granos se mojan en aceite la formación será mas susceptible a producir agua que petróleo. Si se utilizan sistemas con un alto contenido de surfactantes cationicos (carga positiva) las posibilidades de cambiar la humectabilidad de la formación es alta.

2.4.4 Fluidos incompatibles. Si se mezclan dos fluidos inmiscibles como el agua y el aceite hay posibilidades que se desarrolle una emulsión y se

produzca un bloqueo por emulsión, esta es de alta viscosidad es decir reduce la movilidad de los fluidos en el yacimiento y va a dañar la formación.

Cuando existe una invasión de fluidos en la formación como el filtrado del lodo ó cemento se pueden presentar reacciones químicas entre estos fluidos y los fluidos de la formación, generando emulsiones, formación de precipitados orgánicos e inorgánicos, debido a la incompatibilidad por su naturaleza y a cambios termodinámicos en la formación. También los filtrados de los lodos base aceite pueden formar emulsiones al entrar en contacto con el agua de la formación.

Las emulsiones son estabilizadas por agentes tensoactivos (surfactantes), los cuales actúan como una película que rodean las gotas de agua impidiendo que ellas se unan. Dependiendo de los efectos que ocurren en la interfase entre los fluidos, algunas emulsiones se pueden volver bastante estables, disminuyendo la productividad y taponar completamente un pozo.

2.4.5 Migración de Finos. Cuando se tienen altas tasas de flujo y presiones se puede presentar desprendimiento de partículas finas en la superficie del poro, donde migran las partículas y afecta la porosidad y permeabilidad.

2.4.6 Bloqueo por agua. Es causado por un incremento en la saturación de agua (S_w) en la zona adyacente a la cara de la formación. Si el filtrado de un lodo base agua invade la formación, se produce una saturación de agua en los espacios porosos, reduciendo la permeabilidad de la formación. La saturación de agua de una formación se puede reducir al utilizar una emulsión inversa que deshidrata la formación, puede conducir a una producción reducida y dañada. El bloqueo por agua es tratado con agentes tensoactivos (surfactantes) con el fin de disminuir la tensión interfacial y prevenir la formación de emulsiones.

2.5 METODOS DE RECONOCIMIENTO DEL DAÑO DE FORMACION¹⁶.

Existen varios métodos que permiten una identificación cualitativa del daño ó en otros casos se puede calcular el skin. A continuación se presentan algunas técnicas que son usadas para el reconocimiento del daño a la formación:

2.5.1 Registros de resistividad. El grado y profundidad de la invasión del filtrado durante la perforación se puede estimar con dispositivos de resistividad o dispositivos de conductividad. Estos dispositivos proporcionan indicios semi-cuantitativos de un posible daño de formación.

2.5.2 Análisis de Pruebas de presión. Es la técnica de campo más efectiva para la detección del daño a la formación ya sea al inicio de la perforación o en cualquier etapa de producción del pozo con pruebas de ascenso de presión y caída de presión que se pueden usar para establecer la existencia de daño a la formación en pozos con alto índice de productividad.

Drill Stem Test (DST) Es una prueba de presión corta que se efectúa durante la perforación utilizando una herramienta colocada en la sarta de perforación, esta aísla la formación de la columna de lodo en el anular y permite que los fluidos de la formación fluyan a la sarta de perforación mientras se registra continuamente la presión. Se puede obtener diferente tipo de información dependiendo de los dispositivos integrados en la herramienta, tales como presión inicial del yacimiento, tipo de fluidos producidos, capacidad de producción de la formación, depleción, presencia de daño en la formación.

2.5.3 Análisis de núcleos en laboratorio. El análisis de corazones para el reconocimiento del daño a la formación se clasifica en análisis petrográfico del yacimiento y pruebas de flujo en corazones. Existen diferentes técnicas que permiten identificar propiedades mineralógicas de la roca las cuales son:

¹⁶ RESTREPO, Op. Cit. p. 39.

- *Difracción de rayos X (XRD)*: La mineralogía de la mayoría de las arcillas (menos de 4 micrones) puede ser determinada aproximadamente. Permite identificar y cuantificar todos los minerales analizando por separado, las fracciones de arena y arcilla, siendo una buena técnica disponible para determinar la mineralogía de las arcillas.

- *Scanning Electron Microscopy (SEM)*: Es una técnica aplicada antes y después de las pruebas de flujo para determinar el estado natural de la roca, la cual permite obtener información sobre la mineralogía, cantidad y tamaño del material que cubre y llena el espacio poroso (en especial arcillas y cemento). Además ayuda a identificar el mecanismo de daño por sólidos como migración de finos, precipitación de escamas.

- *Scanning Electron Microscopy (SEM) Cryogenic*: Se desarrolló usando un análisis EDX (Energy Dispersive X-Ray) que permite determinar la distribución de sólidos y fluidos en el espacio poroso. Desde hace algunos años, el Cryo-SEM a llegado a ser una herramienta poderosa para estudiar la mojabilidad a escala poral por visualización directa de la distribución de fluidos dentro de el material del yacimiento.

- *Retorno de Permeabilidad*: Esta prueba se usa para medir el efecto de un fluido de prueba (lodo, filtrado de lodo, o salmuera) sobre la permeabilidad de una formación productora. Se utiliza un núcleo de muestra de la formación productora o sintético (Berea). Después de medida la permeabilidad básica, el corazón es expuesto al fluido de prueba. La permeabilidad se mide nuevamente después de su exposición al fluido de prueba, calculándose el porcentaje de retorno. Un 100% de retorno indica que no hay daño a la formación.

3. GENERALIDADES DEL CAMPO VELASQUEZ.

3.1 RESEÑA HISTORICA¹⁷.

La historia petrolera en esta región del Magdalena Medio comenzó con el campo Velásquez, el único campo que en Colombia se explota bajo la modalidad de propiedad privada y pertenecía a la Texas Petroleum Company a mediados de los años 50.

En el Magdalena Medio están localizados los campos Velásquez, Teca, Nare, Jazmín, Moriche, Chicalá, operados por Omimex Colombia Ltd. y llegó esta compañía al país en 1994, mediante la adquisición del campo Velásquez. Estos campos están en los límites de los departamentos de Antioquia, Boyacá y Santander.

Un año después de comprar el campo Velásquez, Omimex adquirió la propiedad del Oleoducto Velásquez - El Sauce y los derechos de Texaco en los Contratos de Asociación Cocorná y Nare, suscritos con Ecopetrol.

La Asociación Cocorná o Campo Teca está en actividad productiva desde la década de los 80 con producción de crudo pesado. La Asociación Nare incluye los campos en producción Nare Sur y Jazmín, de crudo pesado.

El campo Velásquez esta dentro Guaquaquei – Terán, tiene una extensión de aproximadamente de 130.668 hectáreas, fue descubierto en noviembre de 1946, al día de hoy un total de 283 pozos han sido perforados, 261 de ellos fueron perforados por Texaco, 17 de ellos por Omimex Colombia Ltd y 5 pozos perforados por Mansarovar Energy Colombia Ltd.

¹⁷ MANSAROVAR ENERGY DE COLOMBIA LTD. Colombia, Aspectos Geológicos Campo Velásquez. Santafe de Bogota, Febrero 2005.

3.2 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO¹⁸.

El yacimiento del campo Velásquez posee una sección de sedimento productor convencionalmente dividido en dos formaciones llamadas Tune y Guaduas. Actualmente la gravedad del aceite varía de 16 a 22 °API en la formación Tune y 24 a 28 °API en formación Guaduas. Dentro del área de Velásquez los hidrocarburos se encuentran almacenados en los estratos arenosos de la denominada serie Guaduas – Tuné.

El agua de formación presenta una salinidad que se encuentra en el rango de 36000 – 37000 ppm de cloruros. El yacimiento presenta una porosidad promedio 21 – 24.5 %, Saturación de agua inicial en un rango de 38 – 44 %, permeabilidad promedio 720 – 1565 md. (Tabla 3).

Tabla 3. Propiedades Petrofísicas de las formaciones Productoras.

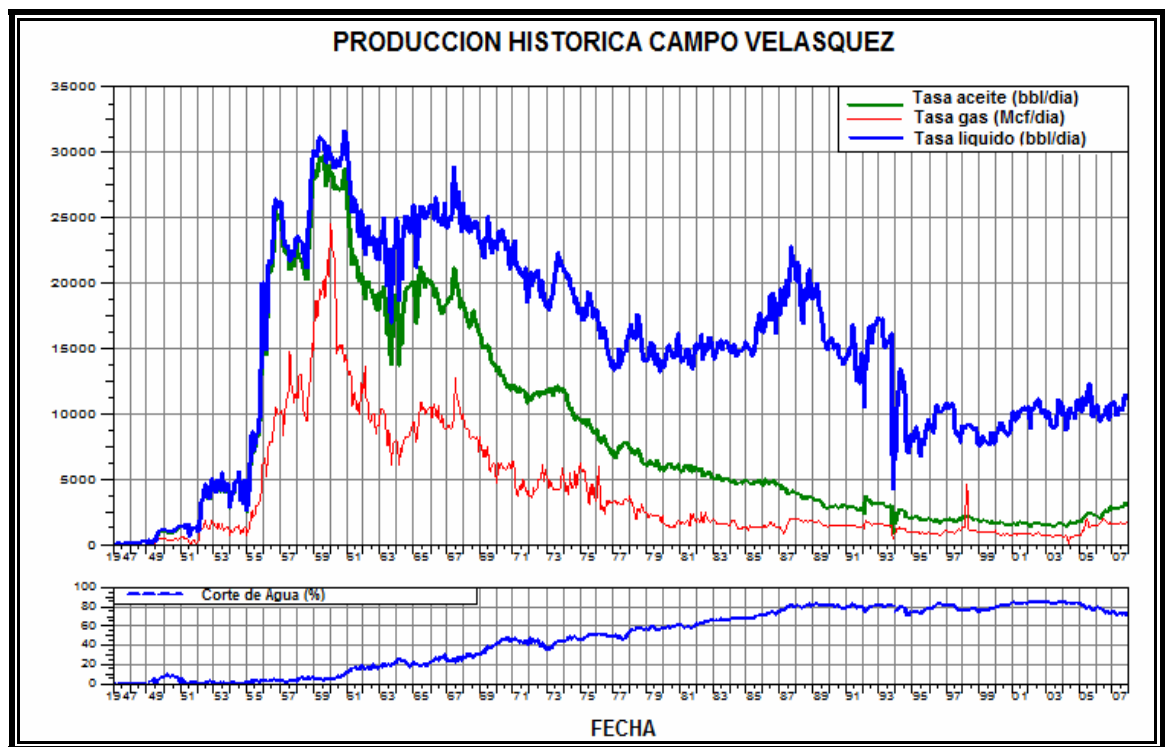
Parámetro	Formación Tune	Formación Guaduas
Área (acres)	1891	3824
Espesor Neto prom (ft)	109	136
Porosidad prom (%)	24.5	21
Salinidad (ppm Cl)	37000	36000
Factor Volumétrico (Res/stb)	1.15	1.2
Permeabilidad prom (md)	1565	720
Presión Inicial	2100	3000
Presión de Saturación (psi)	1800	1950
Saturación de Agua Inicial (%)	44	38
Gradiente de Fractura (psi/ft)	0.7	0.75

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd.

¹⁸ Ibid., p. 56.

En la actualidad el campo Velásquez tiene 75 pozos en producción y la producción es de 3300 BOPD aproximadamente, La producción de gas de 1000 Mcf/día, de agua 11000 bbl/día, con un corte de agua del 80%. (Figura 13).

Figura 13. Producción Histórica del Campo Velásquez.



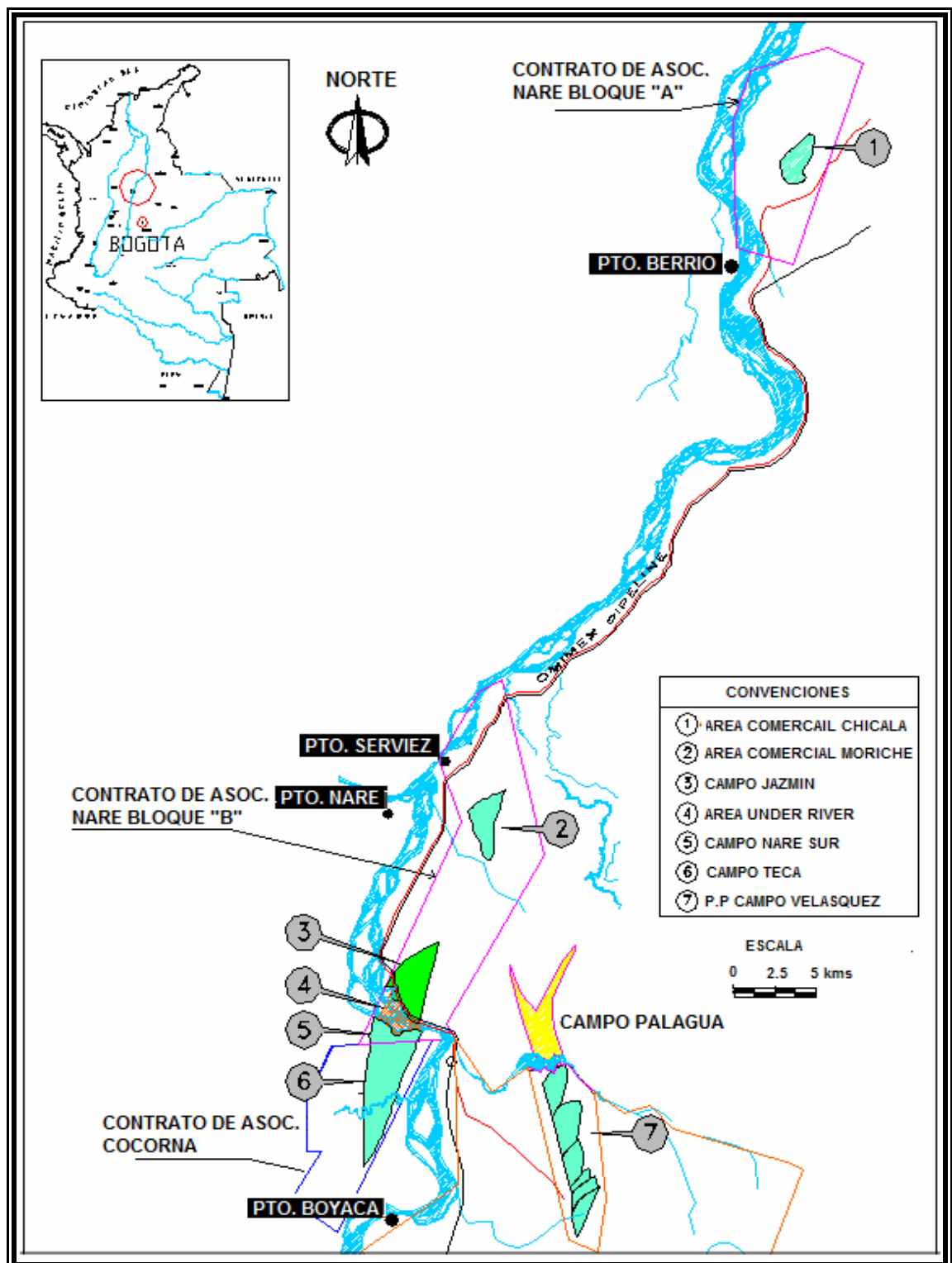
Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd.

3.3 UBICACIÓN GEOGRAFICA¹⁹.

El pozo Velásquez 278 de la compañía operadora MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD., Se encuentra ubicado en el Departamento de Boyacá, Municipio de Puerto Boyacá en el campo Velásquez. La Propiedad Privada del Campo Velásquez se halla ubicada en el borde occidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. (Figura 14). La perforación de este pozo se inició el día 12 de Noviembre del 2007 con el equipo de perforación Sinopec 166.

¹⁹ Ibid., p. 57.

Figura 14. Localización Geográfica del Campo Velásquez.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd.

3.4 GEOLOGIA DEL CAMPO²⁰.

En el área de Velásquez esta presente una secuencia sedimentaria de origen fluvial que alcanza un espesor del orden de 8000 pies en la parte sureste del bloque, la cual reposa discordantemente sobre un basamento compuesto por rocas ígneas y metamórficas.

3.4.1 Geología Estructural del Campo Velásquez. La estructura del campo Velásquez es un monoclinal fallado cuyo rumbo tiene una dirección noreste y pendiente de aproximadamente de 6° a el este sobre el basamento.

En este sector de la cuenca han sido identificados dos sistemas principales de fallas de rumbo, uno de dirección NE-SW, al cual pertenece la falla Cocorná y otro sistema de dirección NW-SE al cual pertenece la falla de Velásquez.

El principal mecanismo de entrapamiento en el área de Velásquez lo constituye la Falla de Velásquez y las fallas menores a ellas, las cuales dividen el campo en varios bloques y que han servido de barreras, impidiendo la migración de los hidrocarburos hacia el oeste a lo largo del monoclinal.

3.5 GEOLOGIA DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA²¹

El marco tectónico de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, esta estrechamente relacionado con el marco de evolución tectónica de la cordillera oriental en el Terciario, lo que se conoce como orogenia Andina, aislando las cuencas del Valle Medio del Magdalena y de los llanos orientales, la cual propició el desarrollo de secuencias continentales

La cordillera oriental esta cubierta de roca sedimentaria (clástica y carbonática) que sobreyace rocas del Precámbrico y el Paleozóico; el desarrollo de la

²⁰ Ibid., p. 58.

²¹ Ibid., p. 58.

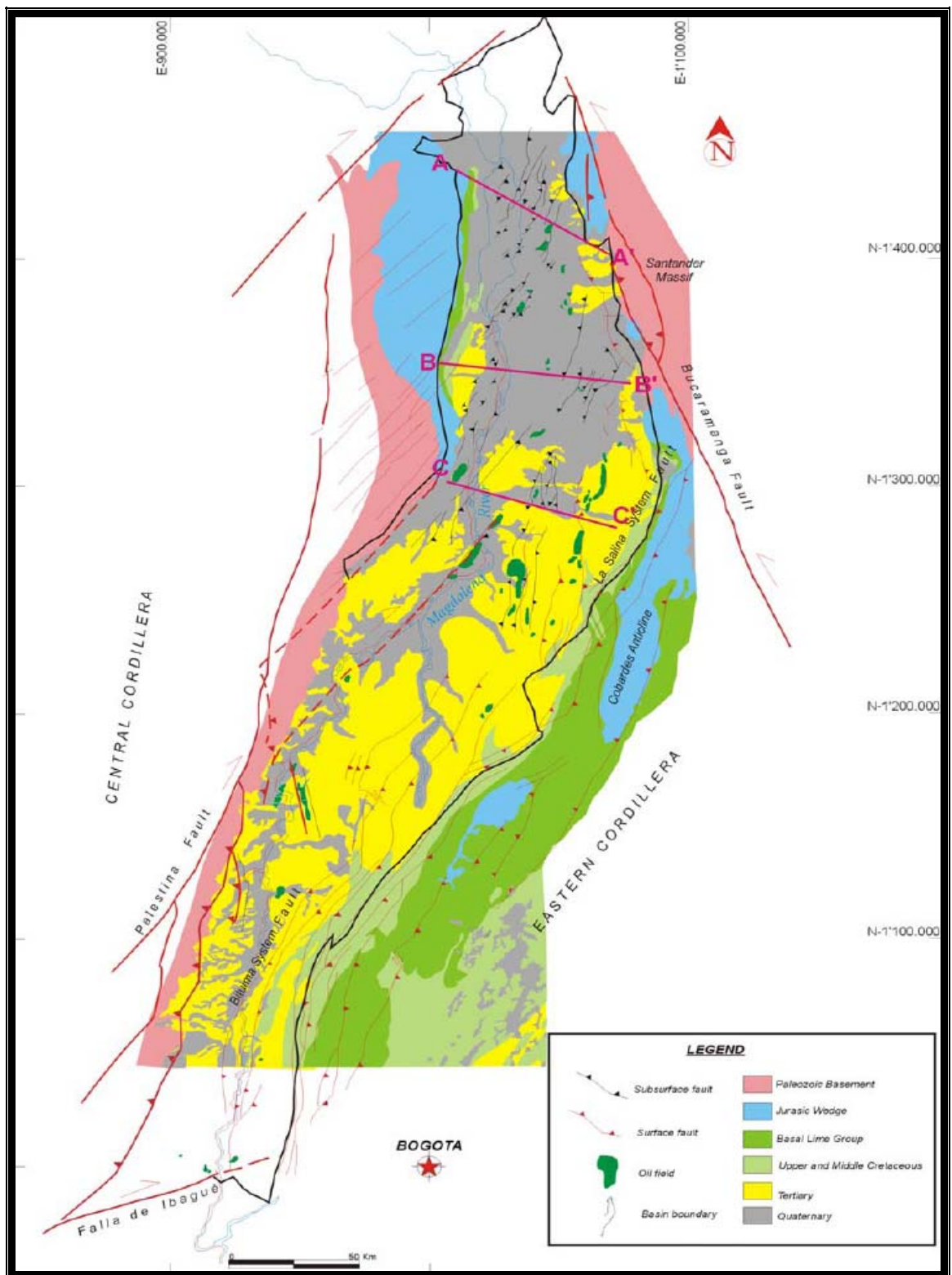
cuenca se inició durante el Triásico – Cretácico temprano con una mega secuencia relacionada directamente con la separación entre norte y Suramérica.

Desde el Cretáceo inferior hasta el Paleoceno se produjo el depósito de una megasecuencia sedimentaria con un espesor total de más de 6000 metros. Dicha megasecuencia está compuesta por areniscas, conglomerados y limolitas hacia la base; la parte media y superior está constituida principalmente de shales, calizas y finaliza con una intercalación de areniscas y arcillolitas. Parte de la sección superior de shales y calizas corresponde a la formación La Luna, que contiene las rocas generadoras más importantes del país.

Con posterioridad al depósito de los sedimentos del Paleoceno se produjo un gran evento erosivo, que ocasionó un período de no depositación que llegó hasta el Eoceno Superior. Desde el Eoceno Superior hasta el reciente, la sedimentación ha sido principalmente de tipo continental, con alguna pequeña influencia marina en algunos períodos. (Figura 15)

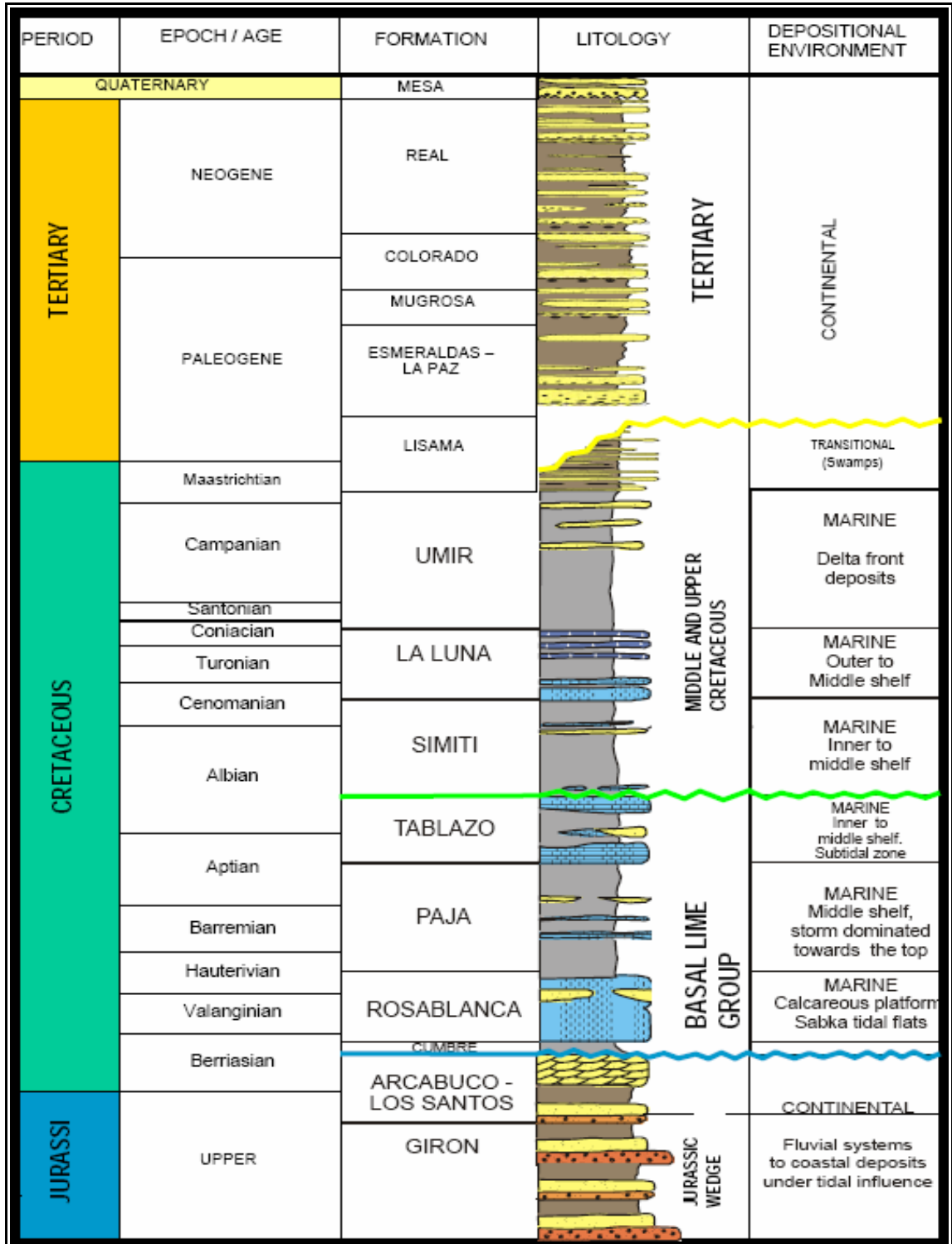
Las principales rocas generadoras en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, son las lutitas y calizas de la formación La Luna, como se observa en la columna estratigráfica de la cuenca (Figura 16).

Figura 15. Mapa Estructural de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Structural Geometry of the Jura-Cretaceous Rift of the Middle Magdalena Valley Basin – Colombia

Figura 16. Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Structural Geometry of the Jura-Cretaceous Rift of the Middle Magdalena Valley Basin – Colombia

3.6 ESTRATIGRAFIA DEL CAMPO VELASQUEZ²².

Como puede observarse en la Columna Estratigráfica General del Campo Velásquez (Figura 17), la secuencia comprende las siguientes unidades:

- *Guaduas – Tuné*: La Compañía Texas Petroleum denominó serie Guaduas – Tuné a la parte inferior de la sección sedimentaria de esta parte de la cuenca, la cual está compuesta por una serie de areniscas y arcillolitas intercaladas. Esta unidad puede llegar a medir más de 4000 pies de espesor en la parte sureste del área de Velásquez.

Esta unidad descansa discordantemente sobre el basamento y su contacto superior es también discordante bajo la serie Zorro – Diamante, esta serie presenta conglomerados y areniscas con intercalaciones de estratos de arcillolitas; hacia la parte superior de Guaduas, se presentan generalmente capas de areniscas blancas a grises de granulometría variable, friable, con intercalaciones delgadas de arcillolitas y limolitas verdes, azulosas, moteadas de rojo y azul, localmente calcáreas. Esta serie se encuentra dividida en cinco grupos (grupos I, II, III, IV, V).

La parte superior de la serie denominada Tuné se divide en 6 zonas (zonas A, B, C, D, E, F) y presentan intercalaciones de areniscas y arcillolitas hacia la base, con predominio de las arcillolitas. Hacia el tope predominan los estratos de areniscas los cuales son de color blanco, de granulometría variable (fino a grueso), friables y también se presentan intercalaciones de arcillolitas y limolitas en capas delgadas de colores grises verdes, café, moteadas de marrón, rojo y púrpura. A la serie Guaduas – Tuné se le ha asignado una edad de Oligoceno.

- *Zorro – Diamante*: Reposando discordantemente sobre la serie Guaduas - Tune se encuentra presente una secuencia de sedimentos de origen fluvial,

²² *bid.*, p. 60.

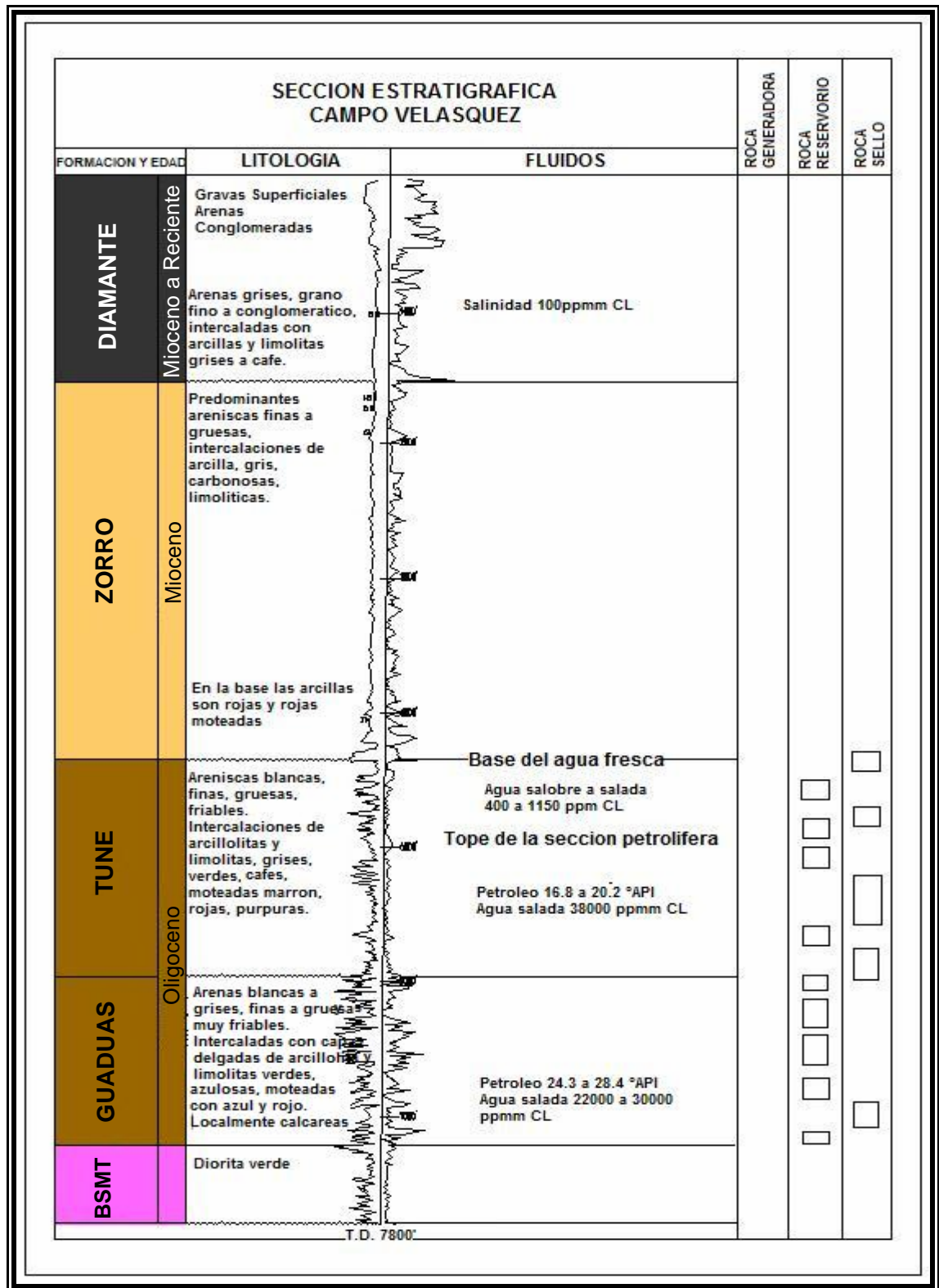
con espesor variable, llegando a más de 4000 pies en el sureste del área, compuesta principalmente por areniscas y conglomerados y en menor proporción por intercalaciones de arcillolitas de color gris y gris verdoso. Las Areniscas son friables, de grano grueso a conglomeraticas, subredondeadas, pobremente seleccionadas, compuestas primordialmente de fragmentos de rocas ígneas y metamórficas, y en menor proporción cuarzo y chert, y estratificación cruzada.

Hacia el tope de la serie se presentan importantes paquetes de areniscas y conglomerados friables, compuestos principalmente por fragmentos de rocas volcánicas, cuarzo y chert. A la Serie Zorro – Diamante se le asignado una edad de Mioceno Superior a Plioceno.

Por medio de la toma de los registros eléctricos (Figura 18) se puede observar a que profundidad y en que formación productora (Tune o Guaduas) se encuentra el crudo de la formación.

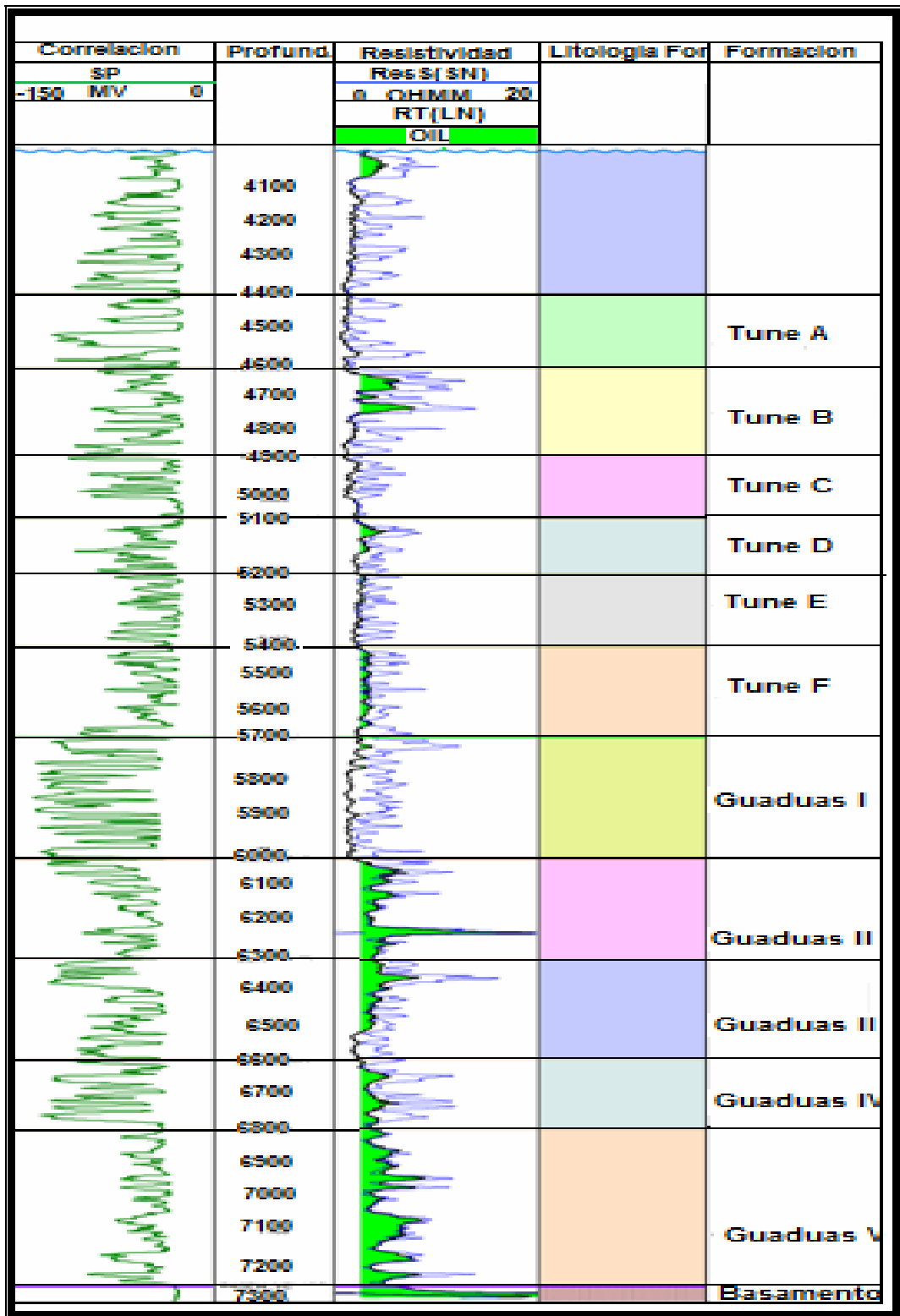
En la Figura 19 se observa el mapa de los pozos del campo Velásquez que han sido perforados desde el año 2004 al 2008.

Figura 17. Columna Estratigráfica General del Campo Velásquez.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd.

Figura 18. Registro Eléctrico Formaciones Productoras.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd.

3.7 PROGRAMA DE PERFORACION POZO VELASQUEZ 278²³.

Para la evaluación de este estudio se centro en la sección 8 1/2" del pozo Velásquez 278, perteneciente a la formación Guaduas, que conlleva a la utilización del lodo base agua y se muestra a continuación las propiedades del fluido para perforar esta sección (Tabla 4 y 5).

Tabla 4. Características de la Sección 8 1/2" pozo Velásquez 278.

Locación	Puerto Boyacá
Profundidad	320 ft - 6655 ft
Diámetro de Hueco	8 1/2"
Diámetro Revestimiento	7"
Tipo de Fluido	Base Agua
Formación	Guaduas

Fuente: Baroid Fluid Services

Tabla 5. Propiedades del lodo utilizadas en Sección 8 1/2" pozo Velásquez 278.

PROPIEDAD	PROGRAMADAS
Densidad (lpg)	8.6 - 9.2
VP (cp) a 120 °F	15 - 25
YP (Lb/100ft²) a 120 °F	18 - 25
Filtrado API (ml)	4.0 – 5.0
pH	9.4 – 10.5
Arena (%)	0.25 – 1.0

Fuente: Baroid Fluid Services

²³ RUEDA, Henry. Recap del campo Velásquez 278. Santafe de Bogota, Noviembre 2007. Informe de avance.

Durante la perforación de los pozos del campo Velásquez no se ha presentado problemas operacionales, es decir pega de tubería, derrumbe etc. Estas causas están ligadas al peso del lodo por tal motivo se ha tenido un buen fluido de perforación que no ha desestabilizado el hueco.

3.7.1 Características del fluido base Agua. Este sistema fue diseñado para minimizar la interacción entre el fluido y la formación; para generar huecos más estables, con mínimo daño a la formación causado por el fluido. El sistema propuesto previene problemas como: dispersión y acresion de lutitas, hidratación e hinchamiento de minerales arcillosos, da una excelente capacidad de inhibición de arcillas reactivas y control de filtrado, aportando las propiedades reológicas adecuadas para la limpieza del hueco.

Este sistema también reduce las tendencias de embolamiento de la broca, derrumbe de las formaciones arcillosas, reduce invasión e interacción del filtrado con los minerales de la formación de acuerdo a los diferentes productos seleccionados para su elaboración. Estos lodos son los más utilizados debido a su menor costo de operación y disminuye el impacto ambiental.

4. FLUIDOS DE INHIBICION DE ARCILLAS

Los Inhibidores de fluidos base agua no siempre logran evitar que las arcillas - lutitas se hidraten e hinchen. Por lo tanto en este estudio queremos obtener la mejor formulación que inhiba a los minerales arcillosos y me genere el menor daño a la formación.

Si el fluido no es inhibido, las arcillas y lutitas hidratables pueden hincharse, creando inestabilidad del pozo y aumenta el potencial de tiempo no productivo. Las arcillas tienden a adherirse a la broca o al ensamblaje de fondo (BHA), disminuyendo la tasa de penetración (ROP), ocasionando en muchos casos empaquetamiento , pérdidas de circularon o pega de tubería.

Partiendo de esta problemática y en busca de una perforación más competitiva, para ofrecer a los operadores un fluido que proporcione las características apropiadas para dar estabilidad al pozo, altas ratas de penetración, coeficientes bajos de rozamiento, inhibición eficaz y una buena lubricidad. Baroid Fluid Services ha logrado desarrollar y mejorar fluidos base agua sin debilitar el desempeño en la operación.

4.1 SISTEMA DE CLAYSEAL PLUS²⁴.

Es un material anfótero de bajo peso molecular, reduce la dispersión e hidratación de las formaciones de arcillas reactivas y lutitas. Es estable térmicamente a temperaturas superiores a los 300°F (149°C), y exhibe un alto punto de inflamación. La función del CLAYSEAL PLUS es inhibir la hidratación de arcillas y lutitas.

Las ventajas del producto:

²⁴ HALLIBURTON BAROID, Hojas Técnicas de Productos, Abril de 2005

- Disminuye las posibilidades de embolamiento de la broca.
- Mejora la eliminación de sólidos de perforación.
- Es efectivo en agua dulce, agua de mar, agua salada, sistemas cálcicos y de bajo contenido de sólidos.
- Es totalmente soluble en agua.

Características del producto:

- Apariencia Líquido de color ámbar.
- Punto de inflamación 200 °F (93 °C).
- pH 6 a 8.
- Gravedad específica 1.04.

4.2 SISTEMA DE BORE HIB – CLAY GRABBER²⁵.

El CLAY GRABBER es un polímero de alto peso molecular, no iónico, contiene un 38% de polímero activo, en forma de emulsión de baja viscosidad que se usa en fluidos de perforación base agua. El aditivo polimérico CLAY GRABBER es un floculante y encapsulador de arcillas. La cadena única de este polímero detiene la dispersión de las lutitas y ayuda a su estabilización en el hueco. Estable hasta 300 °F (149 °C).

La función del CLAY GRABBER es Inhibir la hidratación de las lutitas y estabiliza lutitas problemáticas, también encapsula lutitas y bloquea la absorción de agua.

Las ventajas del producto:

- Puede ser usado en agua dulce o salmueras monovalentes.
- Fácilmente mezclable.
- Alcanza su mejor rendimiento rápidamente.
- Ayuda en la floculación, reduciendo de esta manera los valores de MBT y el contenido de sólidos coloidales.

²⁵ Ibid., p. 71.

- Lubrica el revoque.
- Mejora la integridad de los cortes.

Características del producto:

- Apariencia Líquido opaco
- pH, (solución acuosa al 1%) 6.5 a 7.5
- Gravedad específica 1.02 a 1.06
- Concentración, (% polímero activo) 35 a 40

El BORE HIB es un estabilizador de lutitas donde su mezcla de componentes proporciona inhibición y estabiliza las lutitas altamente reactivas y arcillas, se usa en fluidos de perforación base agua, puede ser usado a temperaturas mayores de 325 °F (163 °C)

Las ventajas del producto:

- Usado en fluidos base agua, proporciona inhibición y estabiliza arcillas altamente reactivas y lutitas de formación.
- Ayuda a sellar poros y microfracturas en la formación.
- Reduce la tendencia de acresión.
- Incrementa la lubricidad del lodo.

Características del producto:

- Apariencia Líquido Amarillo oscuro
- pH, 11.9
- Gravedad específica 1.36

4.3 SISTEMA KCI – GEM GP²⁶.

El GEM GP es un glicol polialquilénico, se usa en fluidos de perforación base agua para mejorar la lubricidad y la estabilidad de la lutita. Se recomienda su uso en sistemas salinos base potasio y sodio en áreas donde se espera arcillas

²⁶ Ibid., p. 72.

ligera o medianamente reactivas. La función del GEM GP es Estabilizar formaciones reactivas, aumentar la lubricidad del lodo y reducir las tendencias al embolamiento.

Las ventajas del producto:

- Compatible con la mayoría de los fluidos de perforación base agua.
- No es afectado por contaminantes.
- No es perjudicial para el medio ambiente.

Características del producto:

- Apariencia Líquido marrón oscuro
- pH 7.8
- Gravedad específica 1.01

El Cloruro de Potasio (KCl) es probablemente el inhibidor mejor conocido en la industria petrolera. Su popularidad se deriva principalmente de su habilidad de disminuir el hinchamiento en las arcillas. Es recomendado principalmente para la estabilización de las lutitas más reactivas, las cuales contienen cantidades significativas de esméctitas.

5. PRUEBAS DE LABORATORIO.

Para determinar el poder de inhibición de los cuatro fluidos de perforación que son el objetivo de esta tesis, se realizaron una serie de pruebas especiales sobre los cortes recolectados durante la perforación del pozo Velásquez 278.

Se evaluaron las características de los fluidos con pruebas básicas API, pruebas especiales y retorno de permeabilidad, para comparar su desempeño y ser usado en la sección 8 ½” de los pozos del campo Velásquez.

5.1 PRUEBAS ESPECIALES PARA DETERMINAR LA ESTABILIDAD DE LAS LUTITAS.

Los cortes de perforación del pozo Velásquez 278 utilizados en las pruebas especiales son previamente lavados, secados y tamizados. (Figura 20).

Figura 20. Cortes de Perforación Pozo Velásquez 278.



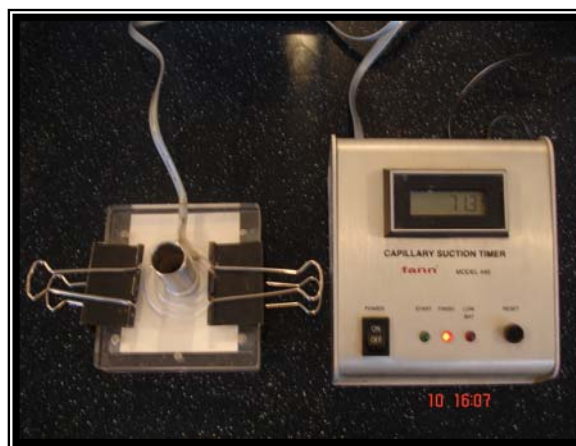
Fuente: Laboratorio Baroid Fluid Services.

Las pruebas especiales determinan el comportamiento de los cortes de perforación con los diferentes fluidos, las pruebas realizadas fueron Tiempo de Succión Capilar (CST), Hinchamiento Lineal, Dispersión y Acreción.

5.1.1 Prueba de Tiempo de Succión Capilar (CST)²⁷. Mide el tiempo que tarda una determinada cantidad de agua en trasladarse radialmente entre dos electrodos sobre el papel de filtro. Esta prueba 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, se pesan 2 gr de sólidos de las lutitas que pasen la malla 100 mesh y se retengan en la malla 200 mesh, se mezclan durante dos minutos con el agua o el inhibidor a evaluar, es adicionado al tubo y se espera el tiempo en que el agua o el fluido se traslade radialmente entre dos electrodos sobre el papel filtro. (Figura 21).

Figura 21. Montaje Tiempo de Succión Capilar (CST).



Fuente: Laboratorio Baroid Fluid Services.

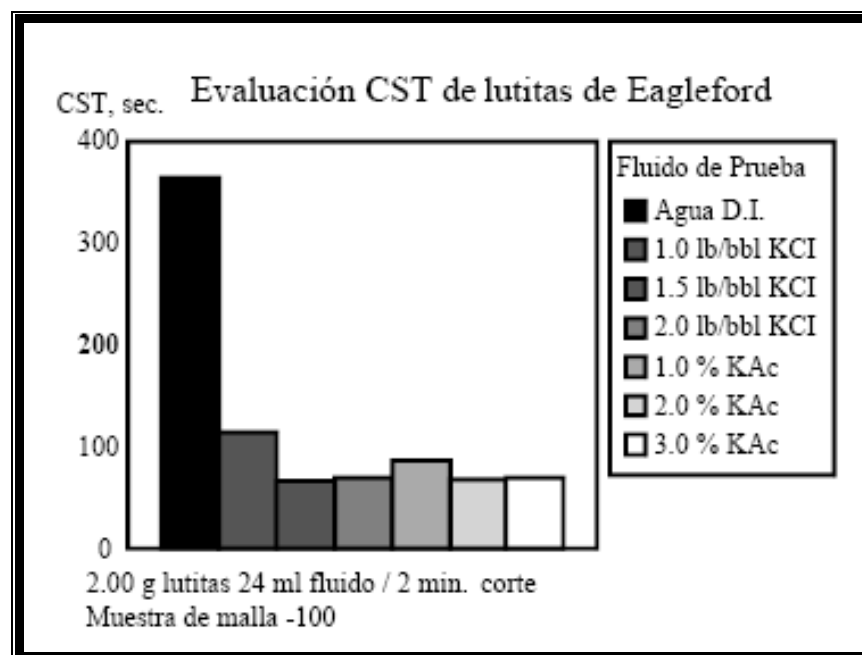
El valor de CST es una indicación de la permeabilidad. Las partículas muy dispersables dan valores de baja permeabilidad del cake y alto CST. Las partículas floculadas dan valores de alta permeabilidad del cake y bajo CST. El

²⁷ HALLIBURTON BAROID, Op. Cit. p. 29.

valor de CST depende del tipo de sólidos, el grado de mezclado, pH, salinidad, tipo y concentración de desfloculante o dispersante y de polímeros.

Los resultados del CST son graficados para mostrar el valor de CST (segundos) según el tipo de fluido de ensayo y muestra los efectos de inhibición y sus concentraciones en la dispersión de una lutita. (Figura 22).

Figura 22. Resultado de Ensayos CST.



Fuente: Manual de Fluidos Baroid.

5.1.2 Prueba de Hinchamiento Lineal²⁸. Se usa 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.

El Hinchamiento Lineal se usa con el CST para determinar el sistema de lodo recomendado para perforar a través de una formación de lutitas específica. Primero se realiza una prueba CST para determinar el inhibidor más adecuado

²⁸ Ibid., p. 76.

para la lutita y que formación es la más reactiva con el agua. Este estudio se realizo con los cortes provenientes del pozo Velásquez 278 a una profundidad de 1080 ft a 6110 ft.

Para la prueba se macero la muestra de los cortes de perforación refinándola por malla 200 mesh (Figura 23), se adicono un porcentaje de humedad correspondiente al 4% y seguidamente se pasaron por una malla 100 mesh. Se construyeron las probetas utilizando aproximadamente 20 gramos de muestra, después fueron compactadas en un compactador hidráulico durante hora y media, dejadas en un desecador durante 24 horas para equilibrar las probetas. (Figura 24 y 25).

Figura 23. Mallas 200 mesh.



Fuente: Laboratorio Baroid Fluid Services.

Figura 24. Compactador Hidráulico.



Fuente: Laboratorio Baroid Fluid Services.

Figura 25. Probeta compactada con los cortes de perforación del pozo Velásquez 278.



Fuente: Laboratorio Baroid Fluid Services.

Para hacer el montaje, las probetas se colocaron dentro de una malla que restringe las paredes de la misma, hinchando solo en dirección vertical para determinar mediante el sensor el porcentaje de hinchamiento lineal (Figura 26).

Figura 26. Montaje Hinchamiento lineal.



Fuente: Laboratorio Baroid Fluid Services.

Los resultados del Hinchamiento Lineal son graficados para mostrar el porcentaje de hinchamiento sobre un tiempo de hinchamiento (segundos, minutos, horas, días). Esto demuestra los efectos de inhibición de los diversos lodos sobre el hinchamiento de las lutitas.

5.1.3 Prueba de Dispersión²⁹. Se usa para medir el efecto dispersante que un lodo tendrá sobre un tipo específico de lutita.

Se corrió la prueba con los cortes secos, tamizándolos a través de la malla 6 mesh y retenidos en la malla 12 mesh; se peso una fracción de 20 gramos para adicionarlos a las diferentes formulaciones dejándolos envejeciendo en un horno de rolado que le proporciona temperatura y movimiento al lodo a 160°F durante 16 horas, (Figura 27 y 28).

Una vez rolado se pasa nuevamente por la malla 12 mesh, los sólidos retenidos se lavaron, secaron y pesaron de nuevo. La diferencia con el valor adicionado inicialmente al fluido es la cantidad de sólidos que se han dispersado en el lodo, el resultado es expresado en porcentaje de dispersión.

Figura 27. Horno de Rolado.



Fuente: Laboratorio Baroid Fluid Services.

Figura 28. Mallas de 12 y 6 mesh.



Fuente: Laboratorio Baroid Fluid Services.

²⁹ Ibid., p. 77.

5.1.4 Prueba de Acresion³⁰. Se prepara la muestra de arcilla secándola y tamizándola por mallas 5 y 10 (se utiliza la retenida en malla 10 mesh). Luego se coloca un tubo de acero previamente pesado en una celda de rolado (Figura 29). Posteriormente se agrega lodo a la celda de rolado de forma que cubra completamente la barra de acero y se rola por 5 minutos a temperatura ambiente. Después se agrega la arcilla retenida en la malla 10 mesh. para cada celda de rolado.

Se deja en rolado por 30 minutos a temperatura ambiente, se remueve la barra con cuidado de no remover la arcilla adherida, dejándola escurrir hasta que pierda el exceso de lodo. Se seca en el horno el tubo y se registra el peso final de la barra.

Figura 29. Celda de Rolado y Tubo de Acero.



Fuente: Laboratorio Baroid Fluid Services.

5.2 DETERMINACIÓN DE REACTIVIDAD DE LOS CORTES DE PERFORACIÓN.

Durante la perforación del pozo Velásquez 278 se recolectaron muestras de cortes de perforación cada 1000 ft, evaluando las muestras se le realizaron pruebas de tiempo de succión capilar con agua para establecer la sección más reactiva de los siguientes intervalos (Tabla 6).

³⁰ Ibid., p. 80.

Tabla 6. Profundidad de los cortes de perforación del pozo Velásquez 278.

Muestra	Profundidad (ft)
1	1080
2	2148
3	3030
4	4161
5	5145
6	6110

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd.

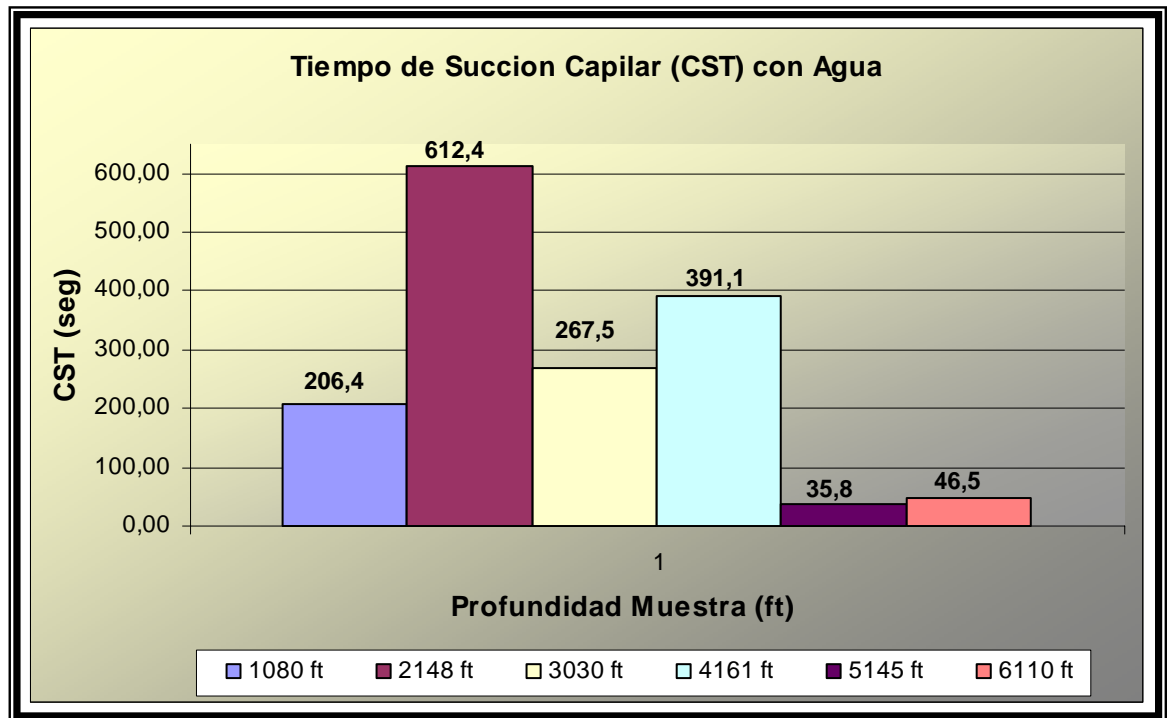
5.2.1 Prueba de Tiempo de Succión Capilar para determinar la zona de mayor reactividad. De acuerdo al procedimiento descrito, se realizaron las pruebas de tiempo de succión capilar con los cortes de perforación del pozo Velásquez 278, mezclados con agua para seleccionar el intervalo de la sección más reactiva (Tabla 7).

Tabla 7. CST para las muestras del pozo Velásquez 278.

CST (seg)	Muestra 1080 ft	Muestra 2148 ft	Muestra 3030 ft	Muestra 4161 ft	Muestra 5145 ft	Muestra 6110 ft
Agua	206.4	612.4	267.5	391.1	35.8	46.5

Con la prueba de tiempo de succión capilar con agua se estableció que la sección donde se presenta mayor reactividad de la lutita (2148 ft) con 612,4 segundos (Figura 30), esta arcilla presenta una composición que tiene un bajo porcentaje de Cuarzo (17%) y un alto porcentaje de Esmectita (28%), ver Anexo B.

Figura 30. Prueba Tiempo de Succión Capilar con Agua.



5.3 EVALUACION DE INHIBIDORES.

El Cloruro de potasio es un inhibidor utilizado en este estudio ya que el ion potasio evita la hidratación e hinchamiento de las lutitas.

La inhibición ocurre porque las arcillas ejercen una mayor energía de atracción por el ion potasio que por otros cationes específicos. Estas características de interacción del ion potasio con la superficie de las arcillas se relaciona con dos efectos: tamaño iónico y energía de hidratación.

El ion potasio tiene el tamaño adecuado (2.66 \AA) que encaja entre los espacios interlaminares de la estructura de la arcilla (2.8 \AA). Cuando el ion potasio es deshidratado las láminas tetraédricas de los cristales adyacentes se contactan, el potasio pierde su envoltura de agua y se hace más pequeño. A medida que el proceso continua, el efecto de contracción fuerza al ion hacia el espacio libre de la superficie expuesta. En esta posición esta menos expuesto

al intercambio por otro catión ya que su estructura esta deshidratada y colapsada.

El ion potasio posee la segunda energía de hidratación más baja, produciendo deshidratación interlaminar y colapso de las capas, formándose una estructura compacta y firme en la arcilla, asegurando la estabilidad de las paredes del hueco y un eficiente trabajo de perforación.

Se evaluaron diferentes tipos de inhibidores con los cortes de perforación de Velásquez 278 realizando pruebas de tiempo de succión capilar (CST), para seleccionar el mejor inhibidor en los sólidos (Tabla 8), se graficaron los resultados obtenidos de CST para cada muestra de formación (Figura 31-36).

Tabla 8. CST con los diferentes inhibidores para las muestras del pozo Velásquez 278.

CST (seg)	CLAYSEAL PLUS	CLAY GRABBER+BORE HIB™	CLAYSEAL PLUS+CLAY GRABBER	KCl+ GEM GP
Muestra 1080 ft	34.3	3244.8	85.1	49.8
Muestra 2148 ft	90.0	6496.3	2923.1	38.4
Muestra 3030 ft	229.1	20953.6	7964.4	120.4
Muestra 4161 ft	44.8	575.7	57.1	30.6
Muestra 5145 ft	20.7	168.2	36.2	20.0
Muestra 6110 ft	18.9	90.4	24.6	16.1

Figura 31. CST con muestra 1080 ft.

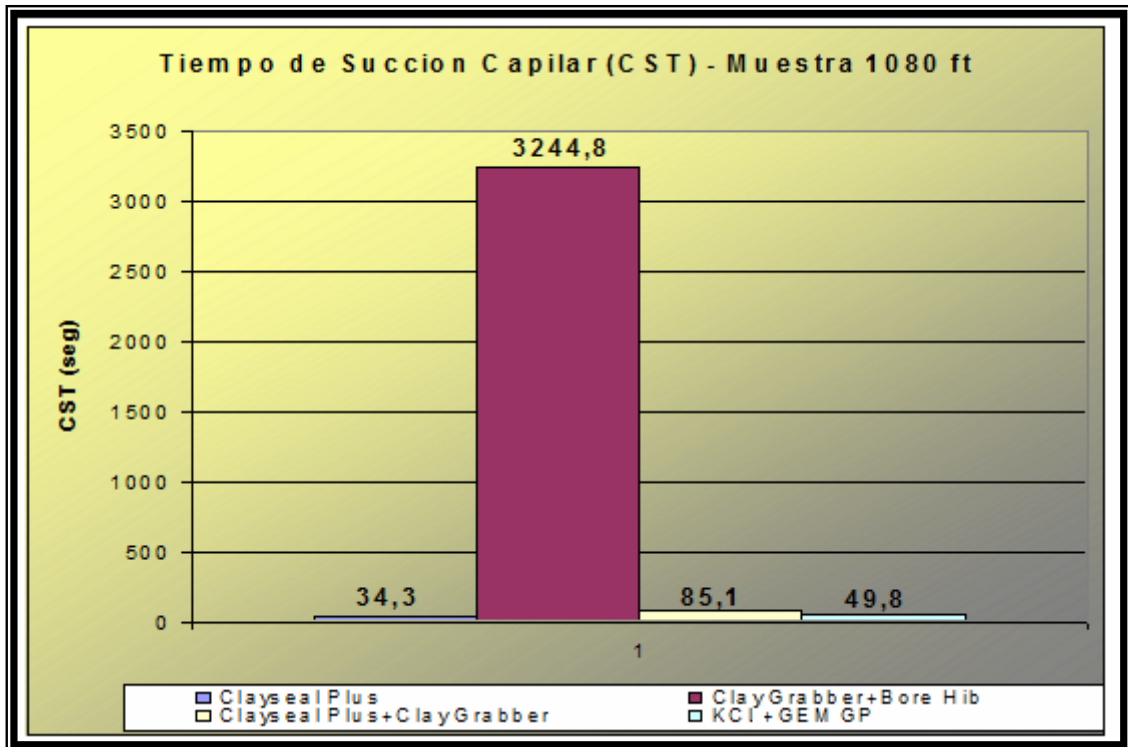


Figura 32. CST con muestra 2148 ft.

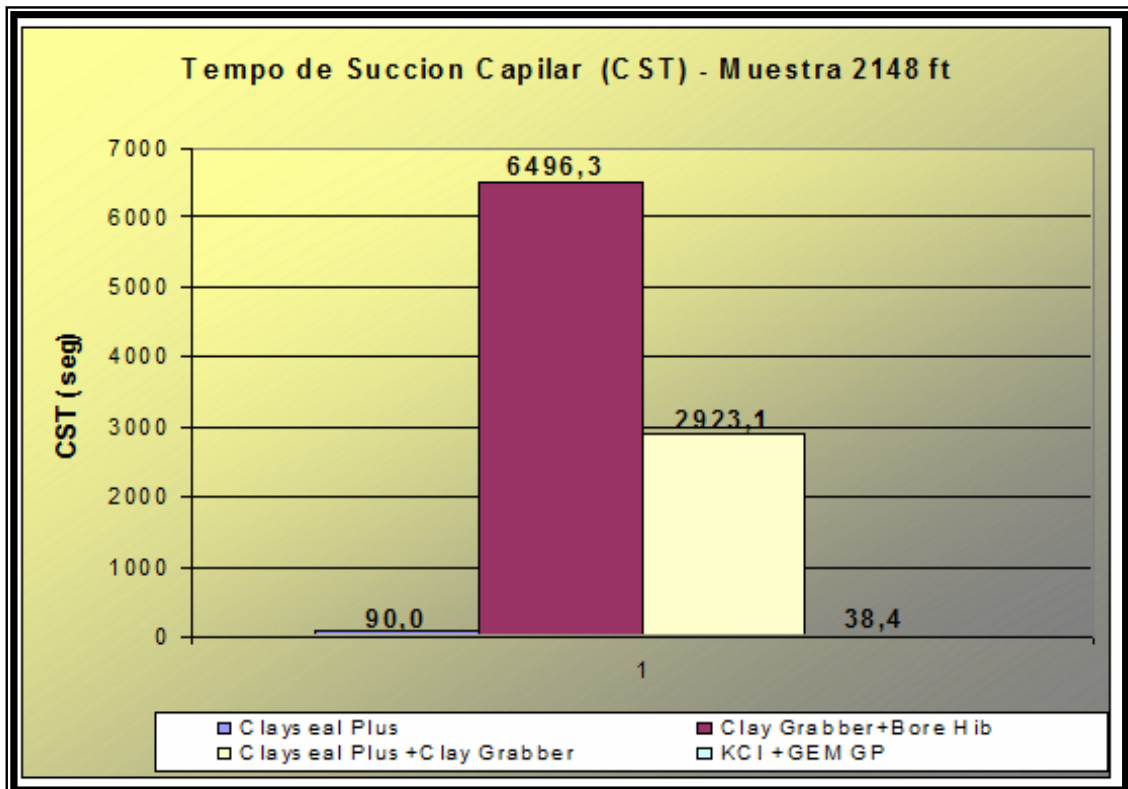


Figura 33. CST con muestra 3030 ft.

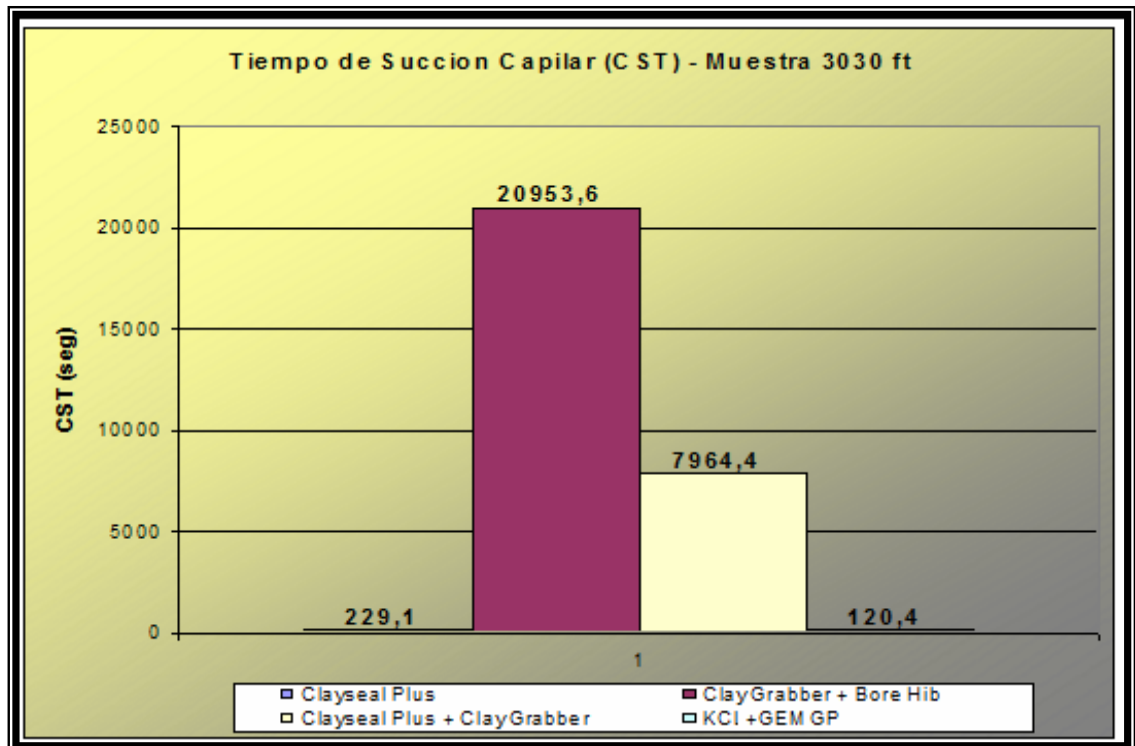


Figura 34. CST con muestra 4161 ft.

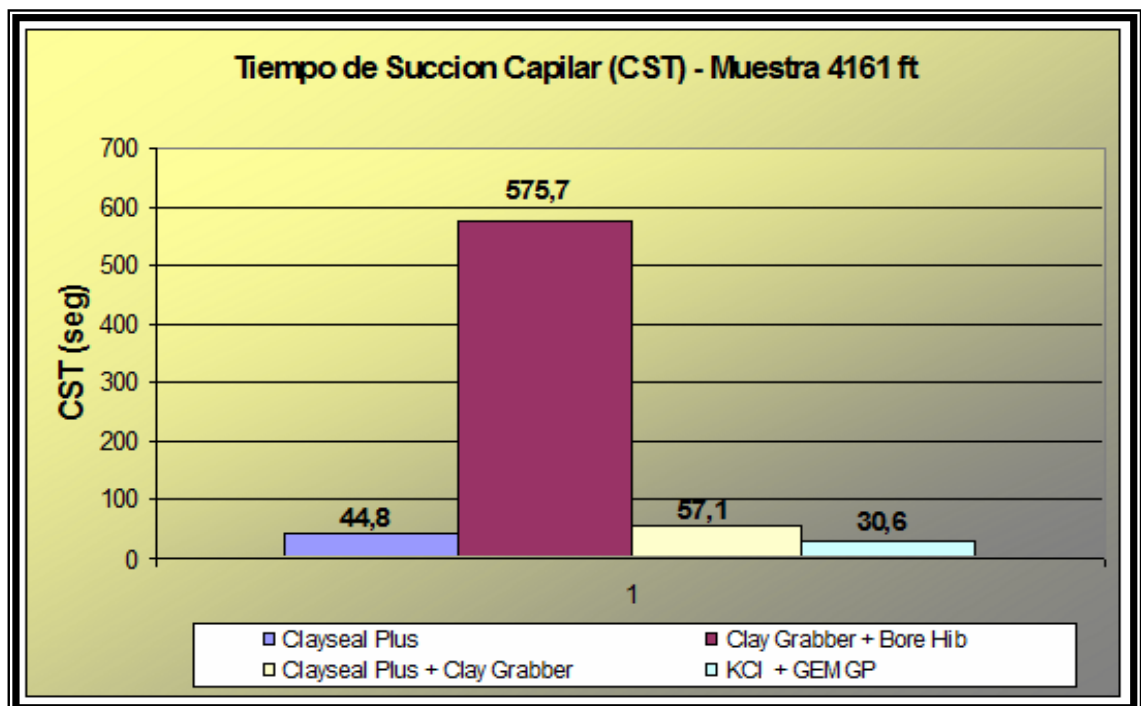


Figura 35. CST con muestra 5145 ft.

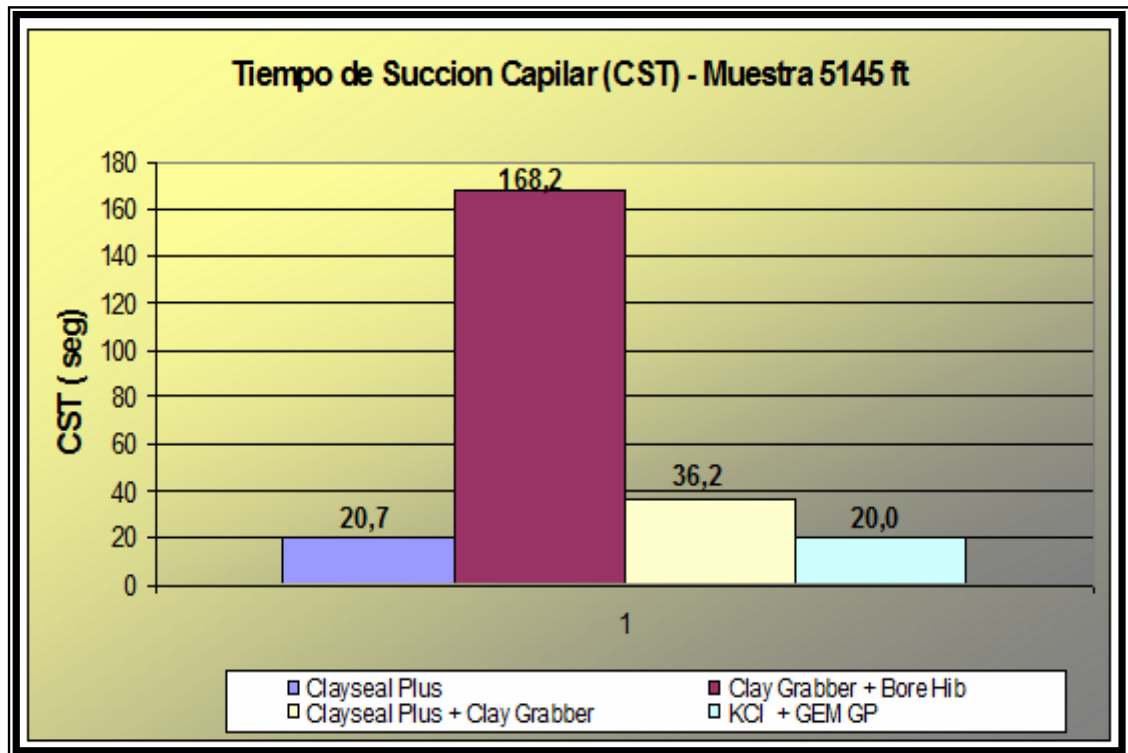
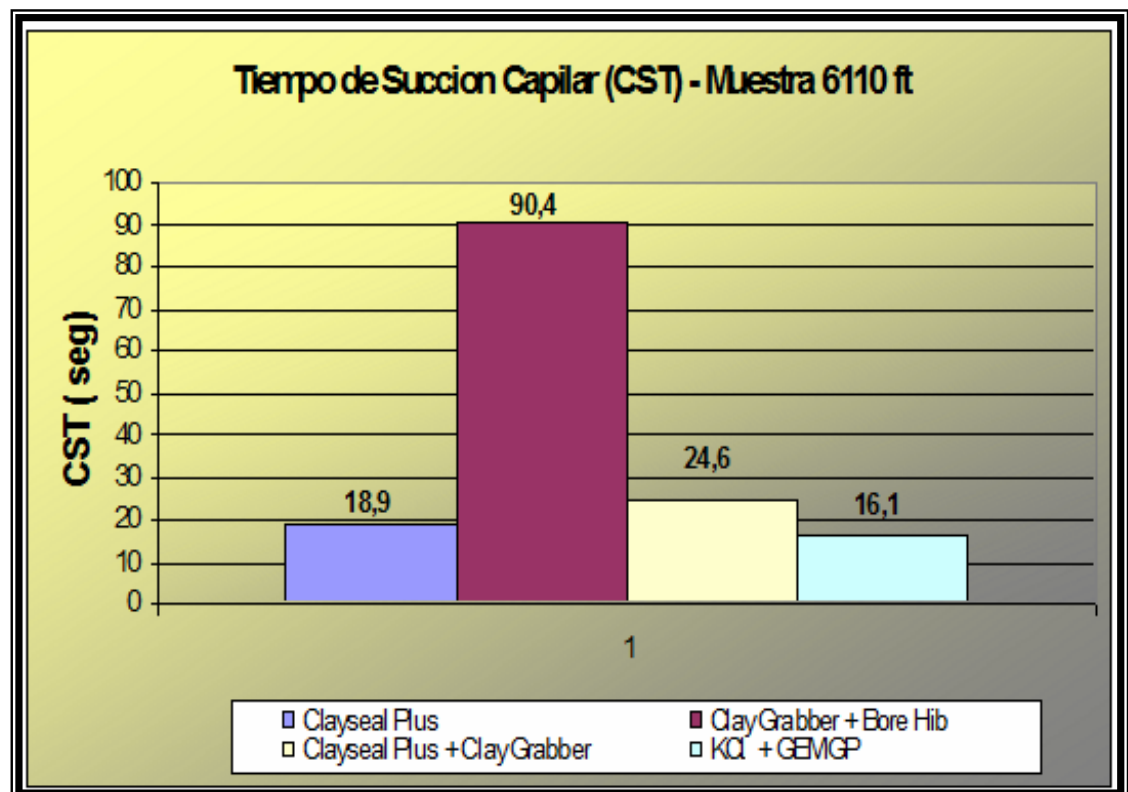


Figura 36. CST con muestra 6110 ft.



Se evaluó el comportamiento de los diferentes inhibidores en las arcillas de 1080 ft a 6110 ft, el inhibidor CLAY GRABBER registra resultados de CST mas altos inclusive comparándolos con los obtenidos al realizar la prueba con agua, este comportamiento puede explicarse debido al cambio de viscosidad de la fase acuosa en presencia de productos encapsuladores de lutitas como el CLAY GRABBER. Si el fluido es más viscoso se hace más tortuoso el transporte del mismo a través de la arcilla.

Los productos KCl - GEM GP nos muestra los resultados mas bajos de CST es decir es el que inhibe un poco más a las diferentes arcillas comparando con los otros productos, para evitar su hinchamiento e hidratación.

5.4 EVALUACIÓN DE LOS DIFERENTES FLUIDOS.

Se prepararon cuatro fluidos base agua bajo las formulaciones mostradas (Tabla 9-12) y se dejo rolando por 16 horas a una T=200°F en un horno de rolado para simular las condiciones de pozo.

Tabla 9. Formulación 1 con inhibidor Clayseal Plus.

PRODUCTO	FUNCIÓN	Cantidades (lpb)
Montmorillonita sódica tratada	Viscosificante	5
Glutaraldehido	Bactericida	0.5
Soda Cáustica	pH	0.2
Celulosa polianiónica de alto peso molecular	Control de Filtrado	0.5
Celulosa polianiónica	Control de Filtrado	0.75
Derivado del almidón especialmente procesado	Control de Filtrado	4

Goma de Xanthan con dispersante incorporado	Agente de Suspensión	0.25
CLAYSEAL PLUS	Estabilizador de Lutitas	7
CaCO ₃ -325	Agente Puenteante	40

Tabla 10. Formulación 2 con inhibidor Clay Grabber + Bore Hib.

PRODUCTO	FUNCIÓN	Cantidades (lpb)
Viscosificante	Viscosificante	6
Goma de Xanthan con dispersante incorporado	Agente de Suspensión	0.5
Almidón Modificado	Control de Filtrado	5
CLAY GRABBER	Floculante y encapsulador de arcillas	1.5
Copolímero de acrilato	Control de Filtrado	2
BORE HIB	Estabilizador de Lutitas	2%
CaCO ₃ -325	Agente Puenteante	40

Tabla 11. Formulación 3 con inhibidor Clay Grabber + Clayseal Plus.

PRODUCTO	FUNCIÓN	Cantidades (lpb)
Montmorillonita sódica	Viscosificante	4
Glutaraldehido	Bactericida	0.25
Soda Cáustica	pH	0.1
Celulosa polianiónica de alto peso molecular	Control de Filtrado	0.5
Celulosa polianiónica	Control de Filtrado	0.75

Almidón de papa modificado	Control de Filtrado	4
Goma de Xanthan con dispersante incorporado	Agente de Suspensión	0.25
CLAYSEAL PLUS	Estabilizador de Lutitas	5
CLAY GRABBER	Floculante y encapsulad arcillas	1
CaCO ₃ -325	Agente Puenteante	40

Tabla 12. Formulación 4 con inhibidor KCl + GEM GP.

PRODUCTO	FUNCIÓN	Cantidades (lpb)
Montmorillonita sódica	Viscosificante	5
Soda Cáustica	pH	0.2
Celulosa polianiónica de alto peso molecular / Celulosa polianiónica	Control de Filtrado	1.25 / 1.25
Almidón de papa modificado / Derivado del almidón especialmente procesado	Control de Filtrado	3.5 / 3.5
Glutaraldehido	Bactericida	0.5
Goma de Xanthan con dispersante incorporado	Agente de Suspensión	0.5
KCL	Estabilizador de Lutitas	13,5
GEM-GP	Glicol Polialquilénico	5
CaCO ₃ -325	Agente Puenteante	15

5.4.1 Pruebas básicas API. Se realizaron pruebas como reología, peso del lodo, pH, filtrado API, HPHT (Alta presión/Alta temperatura), retorta y químicas

a las 4 formulaciones antes y después de rolar (Tabla 13 - 14), siguiendo los procedimientos API del Manual de Fluidos Baroid, (ver ANEXO A).

Tabla 13. Pruebas básicas API antes de rolar.

PRUEBAS	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3	Formulación 4
Reología T = 120 °F				
R600/R300	46 / 31	116 / 85	68 / 50	48 / 33
R200/R100	25 / 16	73 / 56	42 / 30	26 / 19
R6/R3	4 / 3	25 / 21	9 / 7	5 / 4
Gel 10"/10'/30	3 / 4	13/26/ 33	6 / 7	4 / 10
VP (cp)	15	31	18	15
YP (lb/100ft²)	16	54	32	18
YS (lb/100ft²)	2	17	5	3
Filtrado API (ml)	5.8	5.2	5.5	4.5
PH	10.11	10.77	9.80	10.60
MW (ppg)	9.0	8.9	9.1	8.8
Pf/Mf	0.19 /0.71	1.48/2.80	0.5 / 0.92	0.04/0.31
Cl/Ca	900 / 40	2238/ 37	740 / 40	17900/80
Filtrado HPHT (ml)	22.4	32.8	20	16
RETORTA				
% Agua	96	95.5	96	96
% Sólidos	4	4.5	4	4

Tabla 14. Pruebas básicas API después de rolar.

PRUEBAS	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3	Formulación 4
Reología T = 120 °F				
R600/R300	44 / 28	153/106	65 / 43	44 / 30
R200/R100	21 / 14	86 / 62	35 / 25	24 / 17
R6/R3	3 / 2	23 /20	9 / 8	4 / 3
Gel 10"/10'/30'	4 / 5	21/39/ 99	5 / 8	4 / 8
VP (cp)	16	47	22	14
YP (lb/100ft²)	12	59	21	16
YS (lb/100ft²)	1	17	7	2
Filtrado API (ml)	7.2	4.6	7	5.1
PH	9.53	10.59	9.32	8.60
MW (ppg)	8.8	8.9	8.7	8.5
Pf/Mf	0.16 / 0.99	1.50/2.85	0.8 / 1.22	0.04 / 0.3
Cl/Ca	850 / 40	2250/ 40	700 / 80	17700/ 48
Filtrado HPHT (ml)	30	26	36	16

La formulación 2 muestra lecturas de reología mayor es decir alta VP y YP (alta capacidad de transporte de los cortes de perforación es decir capacidad de limpieza del hueco). Su filtrado API y HPHT son menores después de someterlo a envejecimiento dinámico.

La formulación 4 es la que menor valor presenta en la prueba de filtrado API para antes y después de rolar, pero al someter este fluido a altas presiones y temperaturas (prueba HPHT) presenta el menor valor de filtrado debido a que los controladores de filtrado están diseñado para alta presión y temperatura.

5.4.2 Prueba de Lubricidad. Los resultados son expresados como un valor único llamado coeficiente de lubricidad. Los siguientes coeficientes son reconocidos como aceptables:

- Para lodo base agua, un coeficiente < 0.2
- Para lodo base aceite, un coeficiente < 0.1
- Para lodo base éster, un coeficiente < 0.1

Esta prueba se realizo para los cuatro fluidos de perforación y suministró los siguientes resultados (Tabla 15).

Tabla 15. Coeficientes de lubricidad.

CLAYSEAL PLUS		CLAY GRABBER+ BORE HIB		CLAYSEAL PLUS+ CLAY GRABBER		KCI+ GEM GP	
Antes Rolar	Despues Rolar	Antes Rolar	Despues Rolar	Antes Rolar	Despues Rolar	Antes Rolar	Despues Rolar
0.2	0.2	0.19	0.19	0.2	0.19	0.18	0.18

Los fluidos presentan un rango aceptable de lubricidad para lodos base agua sin la adición de lubricantes, con estos resultados el que presenta mejor coeficiente de lubricidad es el fluido que contiene KCI – GEM GP (0.18%) es decir se presenta menor fricción entre la tubería y las paredes del hueco.

5.4.3 Prueba de dispersión. Descrito el procedimiento anteriormente, se realizó con los cortes de perforación sobre malla 12 mesh de la profundidad 1080 ft a 6110 ft, adicionando 20 gramos de cada una de las muestras de arcilla a estas formulaciones y arrojé los siguientes resultados (Tabla 16 – 21).

Tabla 16. Dispersión con muestra de 1080 ft.

Lodo probado + Arcillas 1080 ft	% DE DISPERSIÓN
CLAY SEAL PLUS	76.8
CLAY GRABBER + BORE HIB™	42.65
CLAY GRABBER + CLAY SEAL PLUS	82.1
KCI + GEM GP	59.9

Tabla 17. Dispersión con muestra de 2148 ft.

Lodo probado + Arcillas 2148 ft	% DE DISPERSIÓN
CLAY SEAL PLUS	73.25
CLAY GRABBER + BORE HIB™	40.3
CLAY GRABBER + CLAY SEAL PLUS	78.1
KCI + GEM GP	64.55

Tabla 18. Dispersión con muestra de 3030 ft.

Lodo probado + Arcillas 3030 ft	% DE DISPERSIÓN
CLAY SEAL PLUS	80.75
CLAY GRABBER + BORE HIB™	62.25
CLAY GRABBER + CLAY SEAL PLUS	83.15
KCI + GEM GP	76.6

Tabla 19. Dispersión con muestra de 4161 ft.

Lodo probado + Arcillas 4161 ft	% DE DISPERSIÓN
CLAY SEAL PLUS	91.35
CLAY GRABBER + BORE HIB™	87.5
CLAY GRABBER + CLAY SEAL PLUS	98.1
KCI + GEM GP	95

Tabla 20. Dispersión con muestra de 5145 ft.

Lodo probado + Arcillas 5145 ft	% DE DISPERSIÓN
CLAY SEAL PLUS	50.05
CLAY GRABBER + BORE HIB™	47.8
CLAY GRABBER + CLAY SEAL PLUS	41.1
KCI + GEM GP	49.14

Tabla 21. Dispersión con muestra de 6110 ft.

Lodo probado + Arcillas 6110 ft	% DE DISPERSIÓN
CLAY SEAL PLUS	89.25
CLAY GRABBER + BORE HIB™	37.55
CLAY GRABBER + CLAY SEAL PLUS	71.35
KCI + GEM GP	93.8

De acuerdo a los resultados obtenidos con las diferentes muestras de arcillas y fluidos, el menor % de dispersión lo presenta el fluido que contiene Clay Grabber – Bore Hib, ya que este producto Clay Grabber es un Floculante y encapsulador que no permite que la arcilla se disperse en el lodo.

5.4.4 Prueba de hinchamiento lineal. Se hizo el montaje de la prueba utilizando las diferentes muestras de arcilla de 1080 ft a 6110 ft. Mostrando los siguientes resultados (Figuras 37 – 42).

Figura 37. Hinchamiento lineal con muestra 1080 ft.

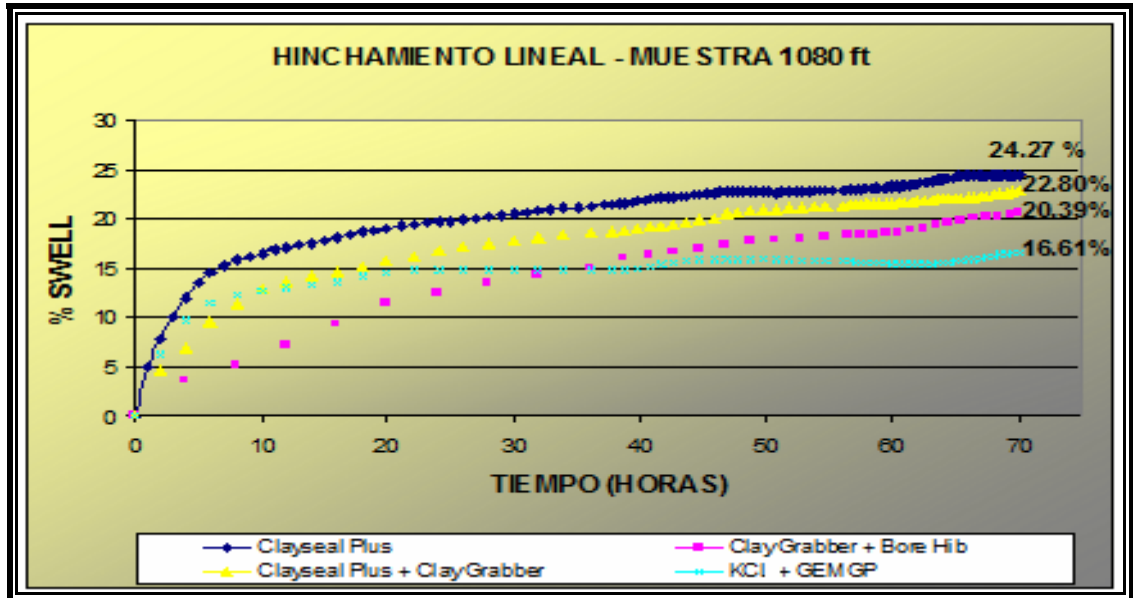


Figura 38. Hinchamiento lineal con muestra 2148 ft.

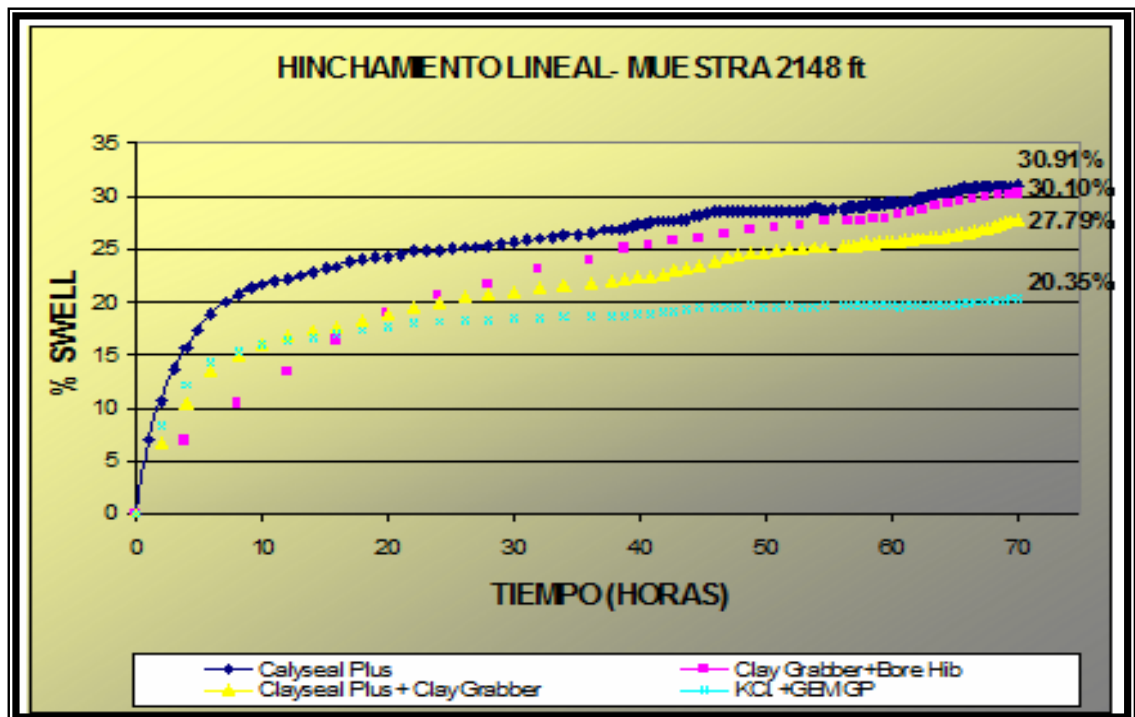


Figura 39. Hinchamiento lineal con muestra 3030 ft.

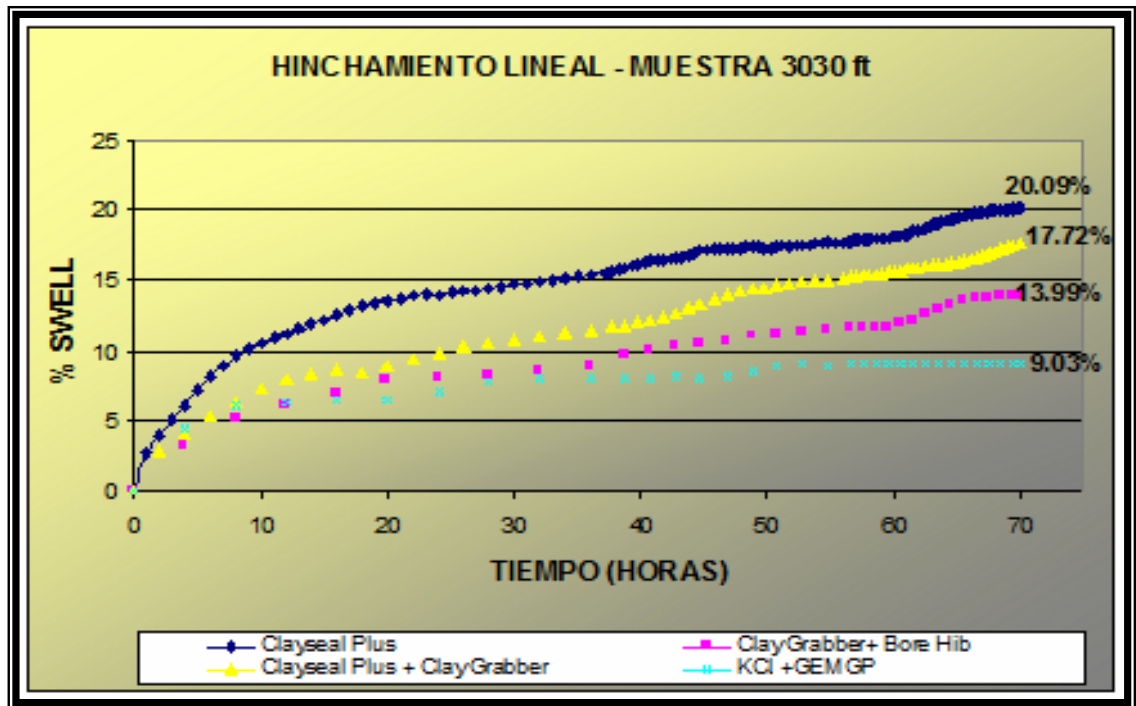


Figura 40. Hinchamiento lineal con muestra 4161 ft.

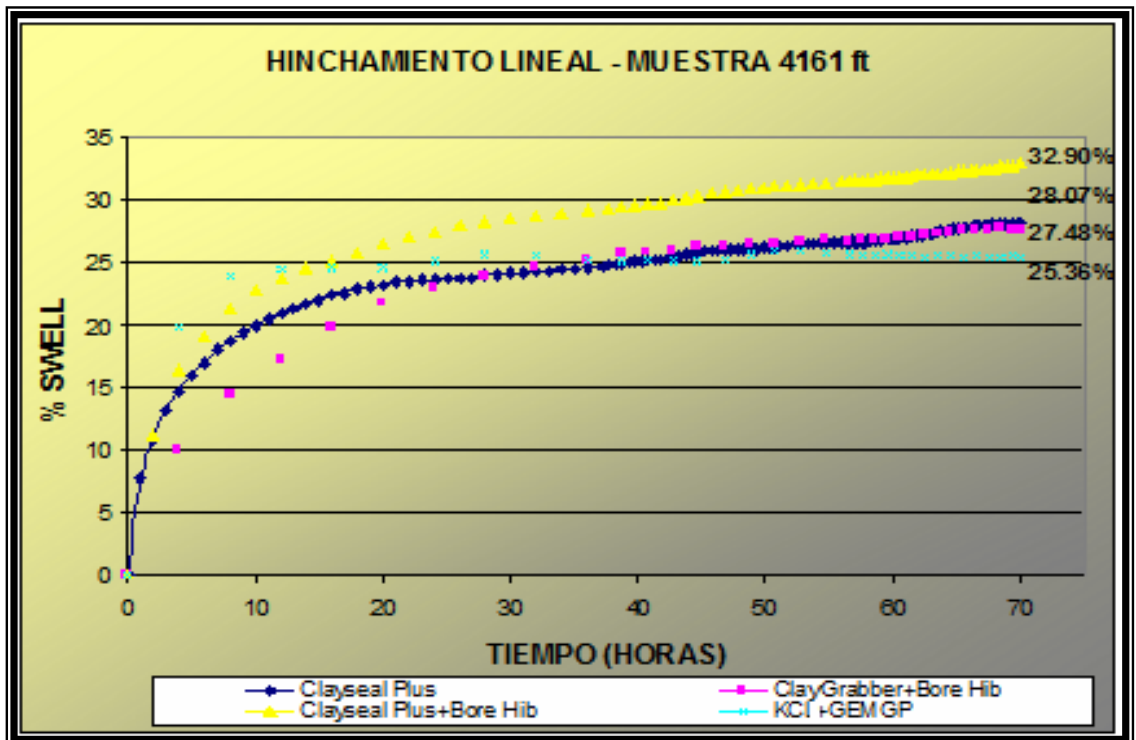


Figura 41. Hinchamiento lineal con muestra 5145 ft.

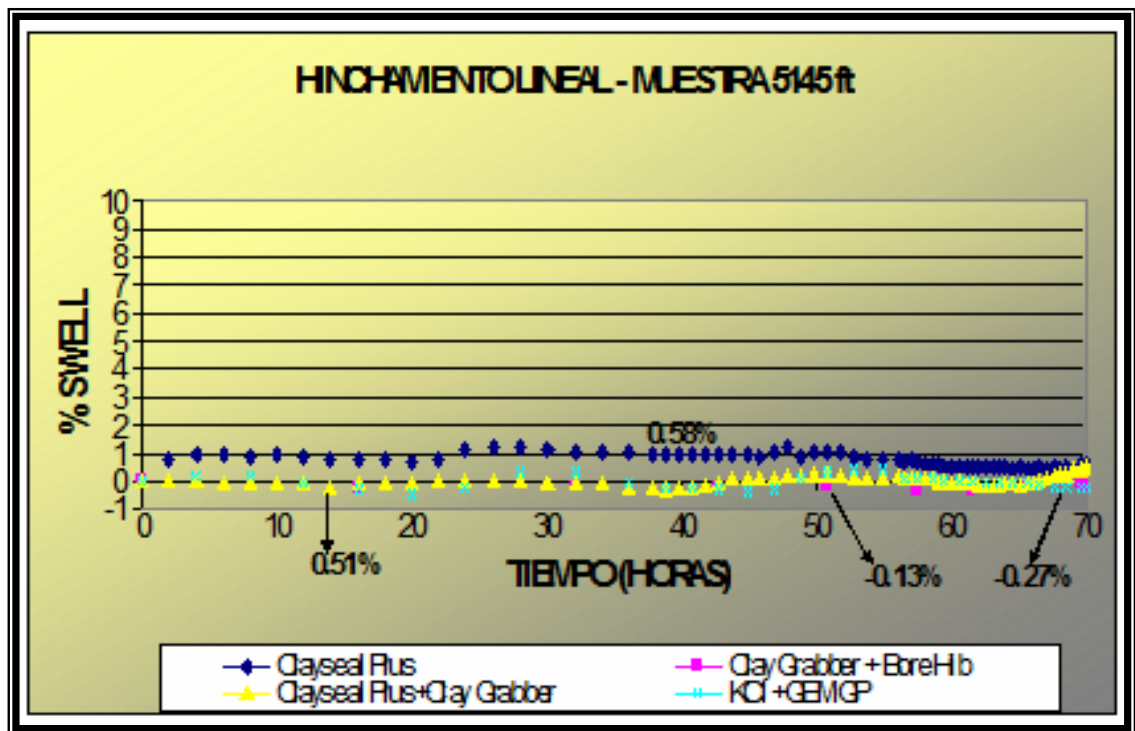
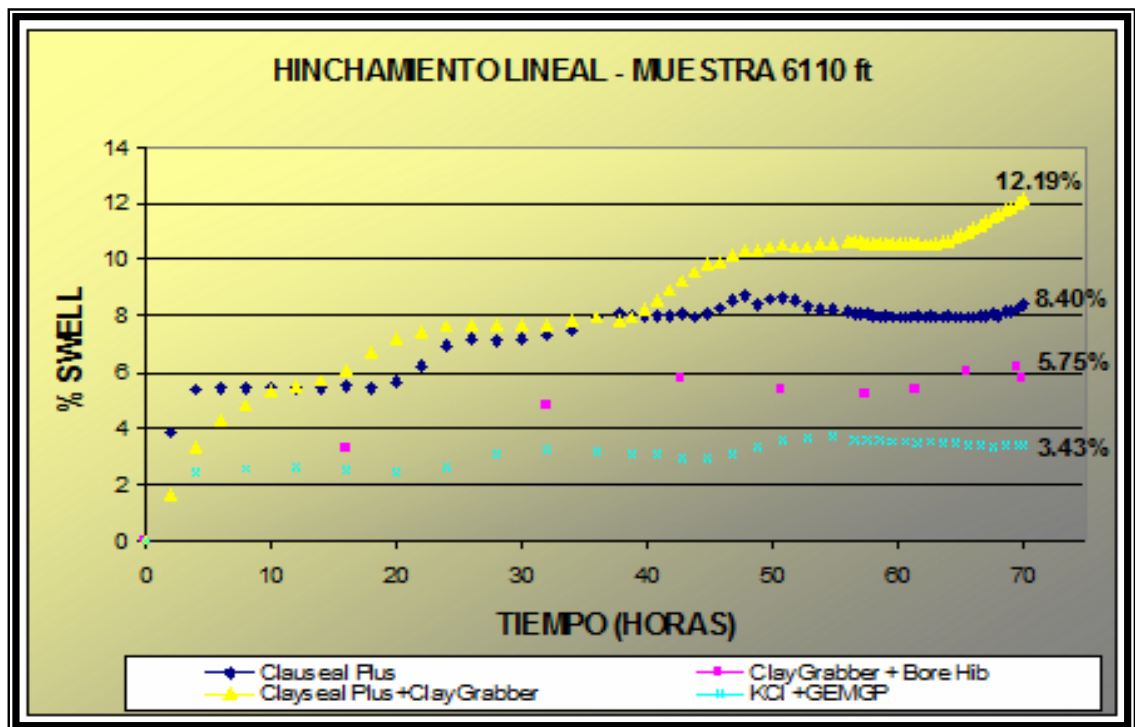


Figura 42. Hinchamiento lineal con muestra 6110 ft.



Valores menores al 30% de hinchamiento para las lutitas son considerados aceptables, el sistema que exhibe valores más bajos de hinchamiento es el KCI – GEM GP, es el mejor inhibidor que evita que los diferentes tipos de arcillas se hinchen (Tabla 22).

Tabla 22. Hinchamiento Lineal de los cuatro fluidos.

FORMULACIÓN	% HINCHAMIENTO EN HORAS			
	CLAY SEAL PLUS	CLAY GRABBER + BORE HIB™	CLAY SEAL PLUS + CLAY GRABBER	KCI + GEM GP
% SWELL 1080 ft	<u>24.27</u>	<u>20.39</u>	<u>22.80</u>	<u>16.61</u>
% SWELL 2148 ft	<u>30.91</u>	<u>30.10</u>	<u>27.79</u>	<u>20.35</u>
% SWELL 3030 ft	<u>20.09</u>	<u>13.99</u>	<u>17.72</u>	<u>9.03</u>
% SWELL 4161 ft	<u>28.07</u>	<u>27.48</u>	<u>32.90</u>	<u>25.36</u>
% SWELL 5145 ft	<u>0.58</u>	<u>-0.13</u>	<u>0.51</u>	<u>-0.27</u>
% SWELL 6110 ft	<u>8.40</u>	<u>5.75</u>	<u>12.19</u>	<u>3.43</u>

5.4.5 Prueba de Acresion. Descrito el procedimiento de esta prueba, se realizó con los cortes de perforación sobre malla 10 mesh de la profundidad 1080 ft a 6110 ft, adicionando 25 gramos de cada una de las muestras de arcilla a estas formulaciones, obteniendo los siguientes resultados (Tabla 23 – 28) (Figuras 43 – 48).

Tabla 23. Acresion con muestra 1080 ft.

Muestra 1080 ft	Form. 1	Form. 2	Form. 3	Form. 4
Peso tubo (g)	613.19	613.19	613.19	618.56
Peso tubo + arcilla (g)	613.93	617.36	613.49	619.18
Pr (peso arcilla retenida barra. g)	0.74	4.17	0.3	0.62
% adherencia	2.96	16.68	1.2	2.48

Figura 43. Tubo con adherencia de muestra 1080 ft.



Form. 1 Form. 2 Form. 3

Tabla 24. Acresion con muestra 2148 ft.

Muestra 2148 ft	Form. 1	Form. 2	Form. 3	Form. 4
Peso tubo (g)	630.04	630.04	630.04	616.02
Peso tubo + arcilla (g)	630.43	633.38	630.44	616.42
Pr (peso arcilla retenida barra. g)	0.39	3.34	0.4	0.4
% adherencia	1.56	13.36	1.6	1.6

Figura 44. Tubo con adherencia de muestra 2148 ft.



Form. 1 Form. 2 Form. 3

Tabla 25. Acresion con muestra 3030 ft.

Muestra 3030 ft	Form. 1	Form. 2	Form. 3	Form. 4
Peso tubo (g)	618.56	618.56	618.56	613.19
Peso tubo + arcilla (g)	618.89	620.82	618.99	613.78
Pr (peso arcilla retenida barra g)	0.33	2.26	0.43	0.59
% adherencia	1.32	9.04	1.72	2.36

Figura 45. Tubo con adherencia de muestra 3030 ft.



Form. 1 Form. 2 Form. 3 Form. 4

Tabla 26. Acresion con muestra 4161 ft.

Muestra 4161 ft	Form. 1	Form. 2	Form. 3	Form. 4
Peso tubo (g)	616.02	616.02	616.02	630.04
Peso tubo + arcilla (g)	616.27	618.63	616.32	630.57
Pr (peso arcilla retenida barra. g)	0.25	2.61	0.3	0.53
% adherencia	1.0	10.44	1.2	2.12

Figura 46. Tubo con adherencia de muestra 4161 ft.

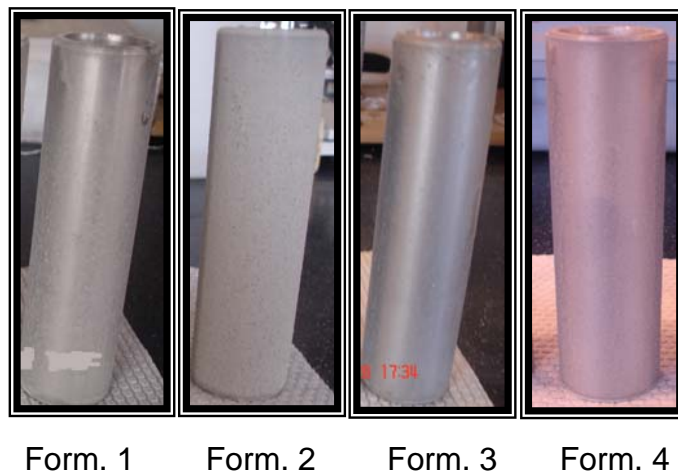


Tabla 27. Acresion con muestra 5145 ft.

Muestra 5145 ft	Form. 1	Form. 2	Form. 3	Form. 4
Peso tubo (g)	613.,19	613.19	613.19	618.56
Peso tubo + arcilla (g)	613.66	615.81	613.59	618.98
Pr (peso arcilla retenida barra. g)	0.47	2.62	0.4	0.42
% adherencia	1.88	10.48	1.6	1.68

Figura 47. Tubo con adherencia de muestra 5145 ft.

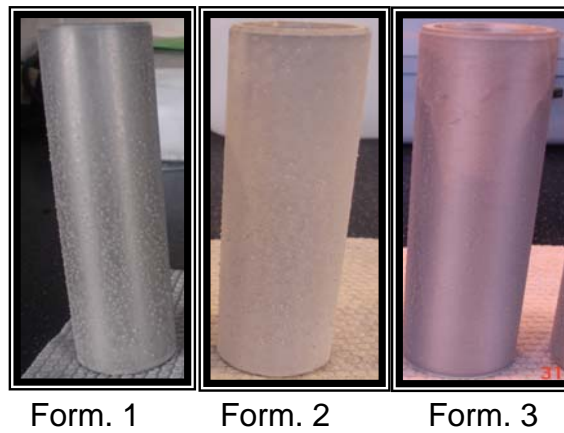
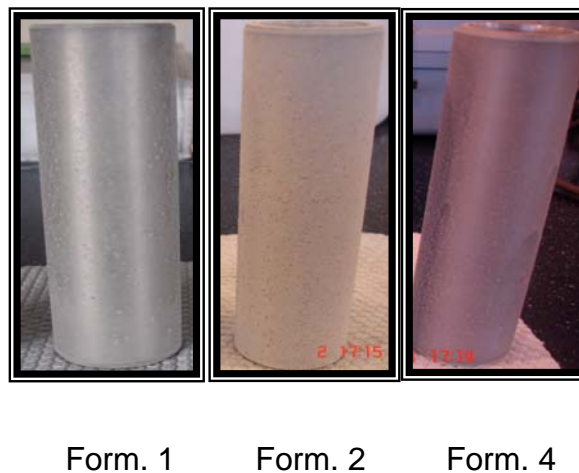


Tabla 28. Acresion con muestra 6110 ft.

Muestra 6110 ft	Form. 1	Form. 2	Form. 3	Form. 4
Peso tubo (g)	630.04	630.04	630.04	616.02
Peso tubo + arcilla (g)	630.34	633.01	630.50	616.51
Pr (peso arcilla retenida barra. g)	0.3	2.97	0.46	0.49
% adherencia	1.2	11.88	1.84	1.96

Figura 48. Tubo con adherencia de muestra 6110 ft.



De acuerdo a los resultados obtenidos con las diferentes muestras de arcillas y fluidos, el menor % de adherencia lo presenta el fluido que contiene CLAYSEAL PLUS es decir la formulación 1, ya que este producto tiene la ventaja de disminuir las posibilidades de embolamiento de la broca. Entre mas alto sea el porcentaje de acresión más alta será la tendencia del fluido a causar el embolamiento, como referencia valores menores al 20% se consideran buenos.

5.5 EVALUACION DE LOS FLUIDOS CLAY GRABBER – BORE HIB Y KCI – GEM GP.

La selección de la mejor formulación fue tomada en base a la evaluación del poder inhibitorio y la estabilidad del fluido, tomando en cuenta, el fluido que presentara menor porcentaje de hinchamiento lineal, que exhibiera menor dispersión de las muestras de arcilla y buena lubricidad.

Se observo que el fluido que presenta el mejor poder de inhibición de los cortes de perforación del pozo Velásquez 278 es el que contiene KCI – GEM GP, mediante la prueba de hinchamiento lineal y su coeficiente de lubricidad de 0.18% fue el menor es decir se presenta menor fricción entre la tubería y las paredes del hueco, un coeficiente de lubricidad de 0,2 es un valor tolerable dentro de los rangos de lodos base agua si tenemos en cuenta que no tiene la adición de ningún lubricante las diferentes formulaciones. En la prueba de dispersión el porcentaje mas bajo fue con CLAY GRABBER – BORE HIB respecto a las otras formulaciones.

Con los resultados obtenidos con las pruebas anteriormente realizadas se selecciono dos fluidos que fueron: CLAY GRABBER – BORE HIB y el KCI – GEM GP.

5.5.1 Pruebas básicas API. Para evaluar la estabilidad de los dos fluidos, se realizo una serie de pruebas como reología, peso del lodo, pH, filtrado API,

filtrado HPHT (Alta presión/Alta temperatura), químicas. Antes y después de rolar con T=200°F, (Tabla 29).

Tabla 29. Pruebas básicas API de los fluidos seleccionados.

PRUEBAS	CLAY GRABBER – BORE HIB		KCl - GEM GP	
	Antes de Rolar	Después de Rolar	Antes de Rolar	Después de Rolar
Reología T =120 °F				
R600/R300	116 / 85	153/106	48 / 33	44 / 30
R200/R100	73 / 56	86 / 62	26/ 19	24 / 17
R6/R3	25 / 21	23 /20	5 / 4	4 / 3
Gel 10’’/10’/30’	13/26/ 33	21/39/ 99	4 / 10	4 / 8
VP (cp)	31	47	15	14
YP (lb/100ft²)	54	59	18	16
YS (lb/100ft²)	17	17	3	2
Filtrado API (ml)	5.2	4.6	4.5	5.1
PH	10.77	10.59	10.60	8.60
MW (ppg)	8.9	8.9	8.8	8.5
Pf/Mf	1.48/2.80	1.50/2.85	0.04/0.31	0.04 / 0.3
Cl/Ca	2238/ 37	2250/ 40	17900/80	17700/ 48
Filtrado HPHT (ml)	32.8	26	16	16
LUBRICIDAD	0.19	0.19	0.18	0.18
RETORTA				
% Agua	95.5	95.5	96	96
% Sólidos	4.5	4.5	4	4

El fluido con KCl – GEM GP exhibe valores bajos de viscosidad plástica por lo tanto mejora la hidráulica de la perforación, incrementa los ROP, aumenta la

vida útil de la broca. También presenta un alto contenido de Cloruros (17900 - 17700 ppm). El fluido con CLAY GRABBER – BORE HIB presenta alto yield point que optimiza la limpieza del hueco, removiendo los cortes.

Estos fluidos presentan un filtrado API bajo en un rango menor a 5.2 ml, buen coeficiente de lubricidad en un rango de (0.18 a 0.19). El pH de los fluidos se mantiene en un rango entre 8-10 factor relevante en el mantenimiento del sistema para una buena operación del mismo, si el pH es muy bajo los almidones se descomponen. A continuación se muestra el cake formado por cada una de los fluidos (Figura 49 – 50).

Figura 49. Cake Filtrado HPHT a 500 psi y 250 °F.



CLAY GRABBER – BORE HIB



KCI – GEM GP

Figura 50. Cake Filtrado API a 100 psi y 60 °F.



CLAY GRABBER – BORE HIB



KCI – GEM GP

5.5.2 Hinchamiento Lineal. Se hizo el montaje con los dos fluidos seleccionados, utilizando las diferentes muestras de arcilla de 1080 ft a 6110 ft. A la formulación CLAY GRABBER – BORE HIB se aumento la concentración del inhibidor BORE HIB a un 3%. Mostrando los siguientes resultados (Figura 51 – 56).

Figura 51. Hinchamiento lineal con muestra 1080 ft.

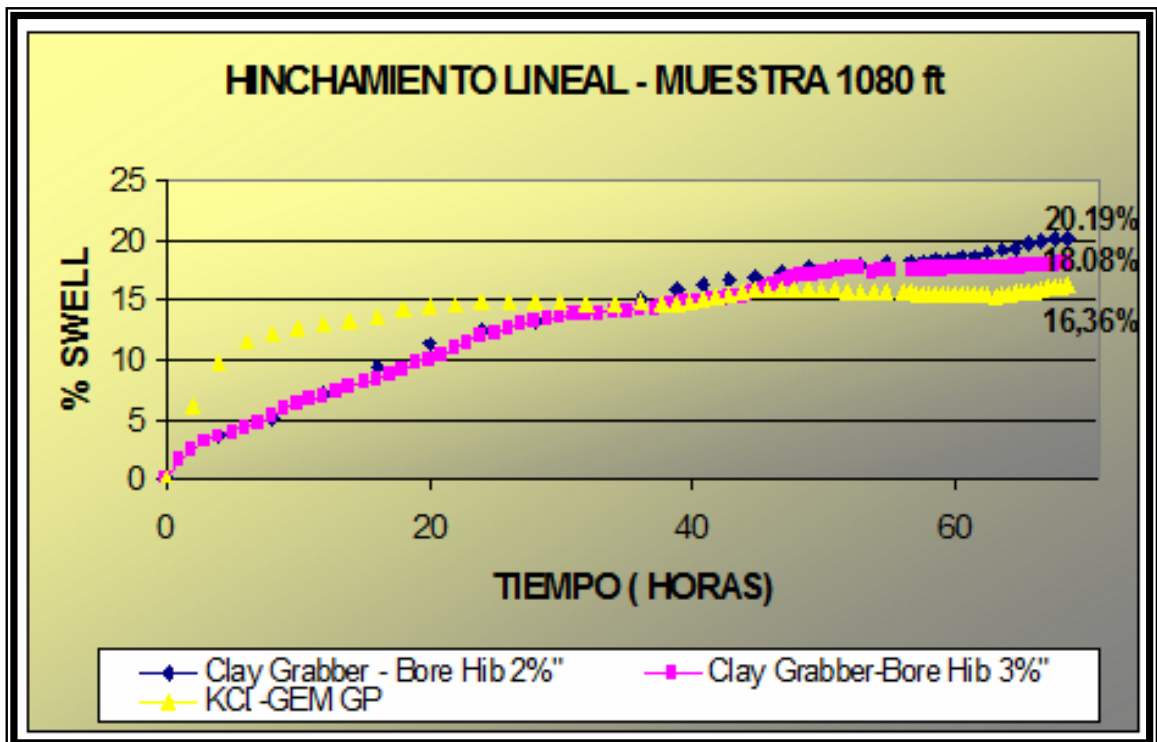


Figura 52. Hinchamiento lineal con muestra 2148 ft.

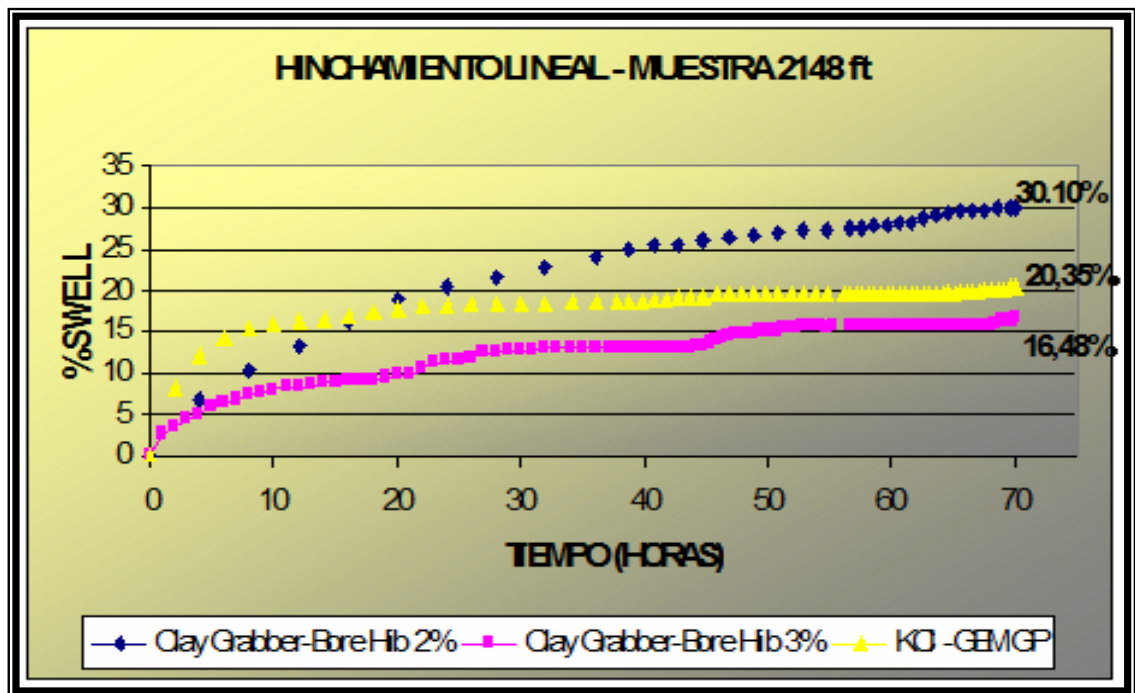


Figura 53. Hinchamiento lineal con muestra 3030 ft.

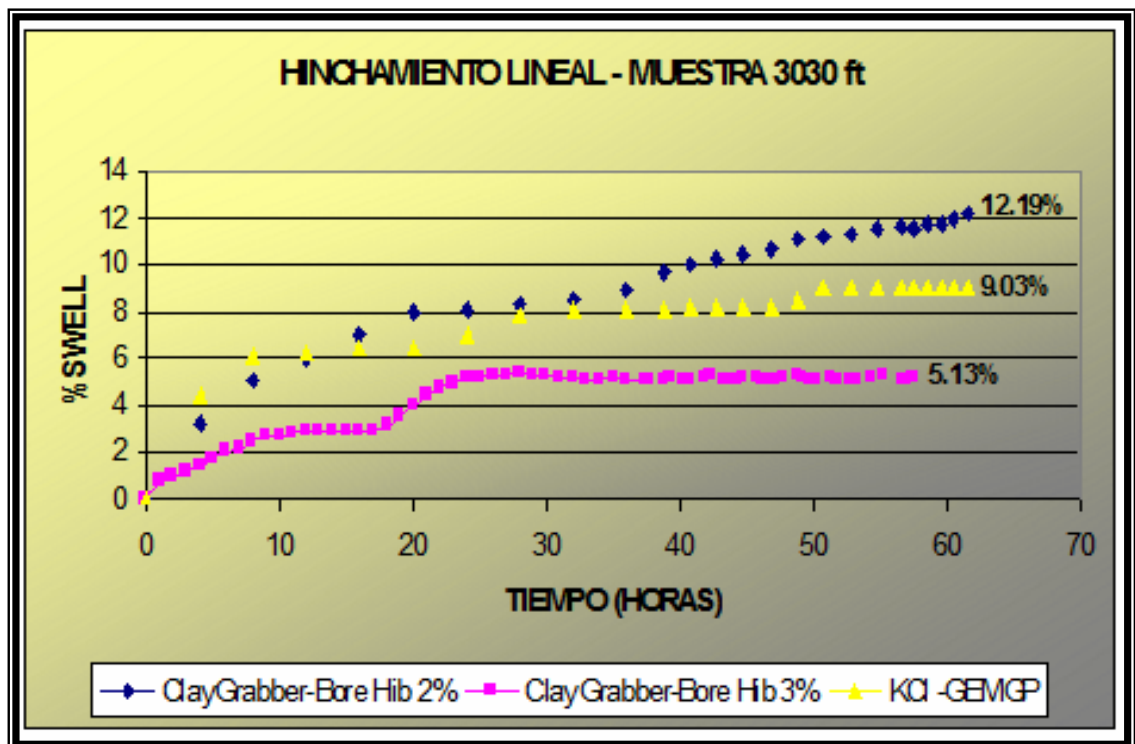


Figura 54. Hinchamiento lineal con muestra 4161 ft.

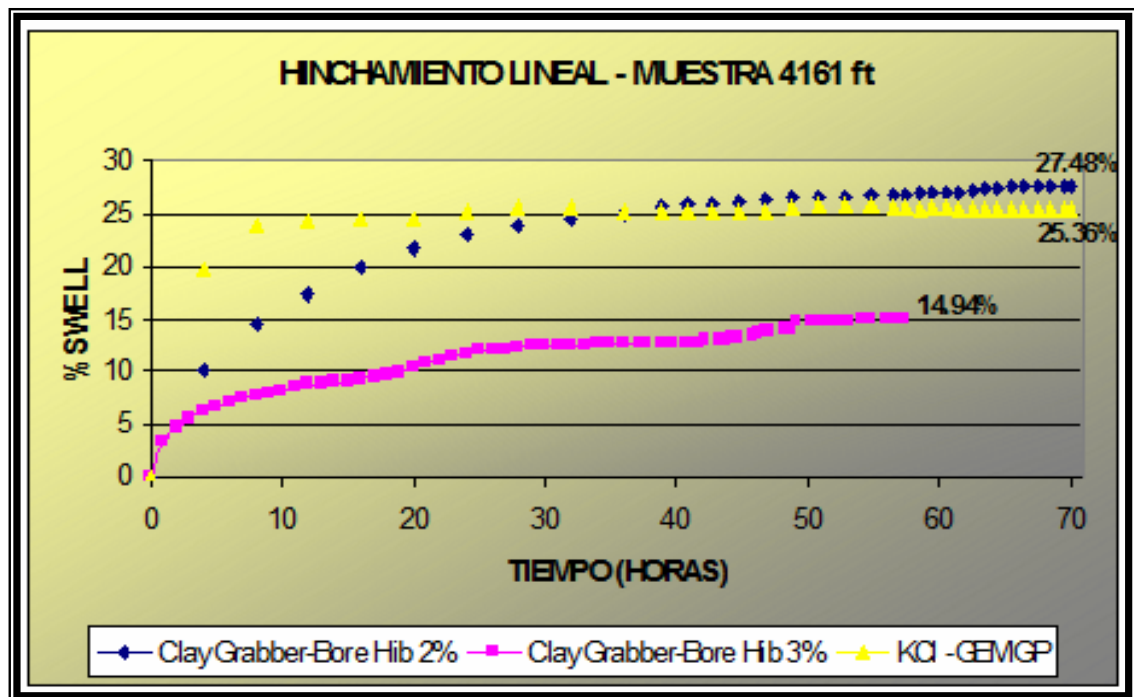


Figura 55. Hinchamiento lineal con muestra 5145 ft.

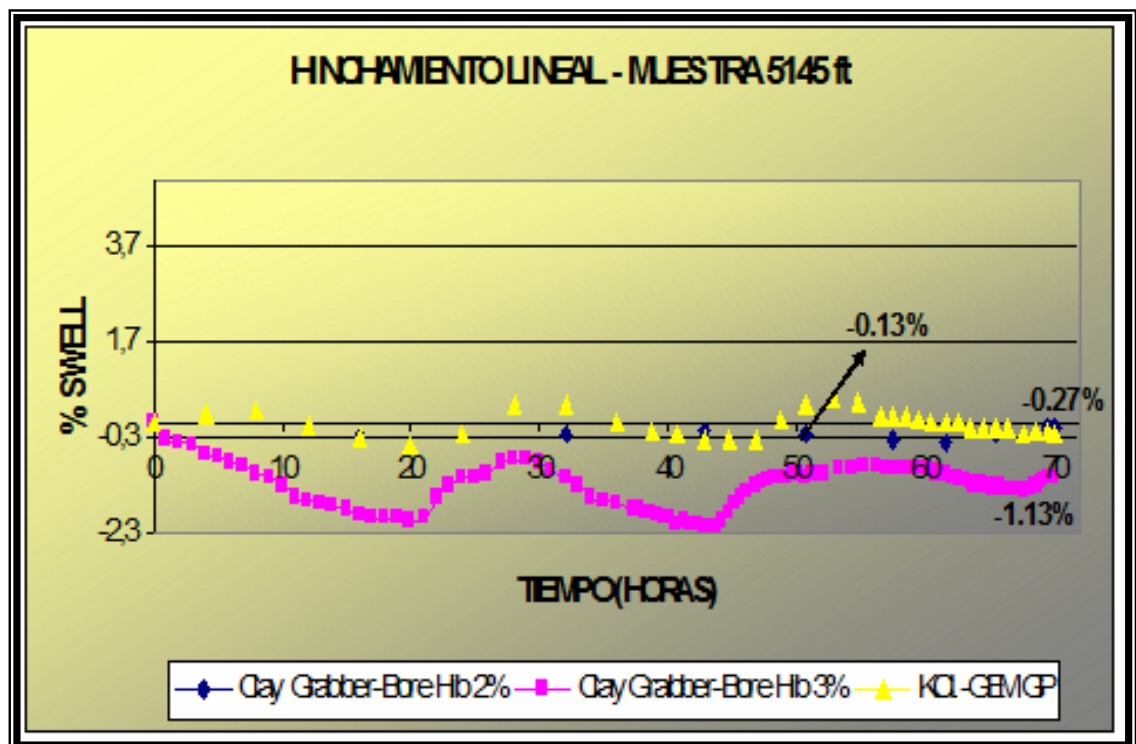
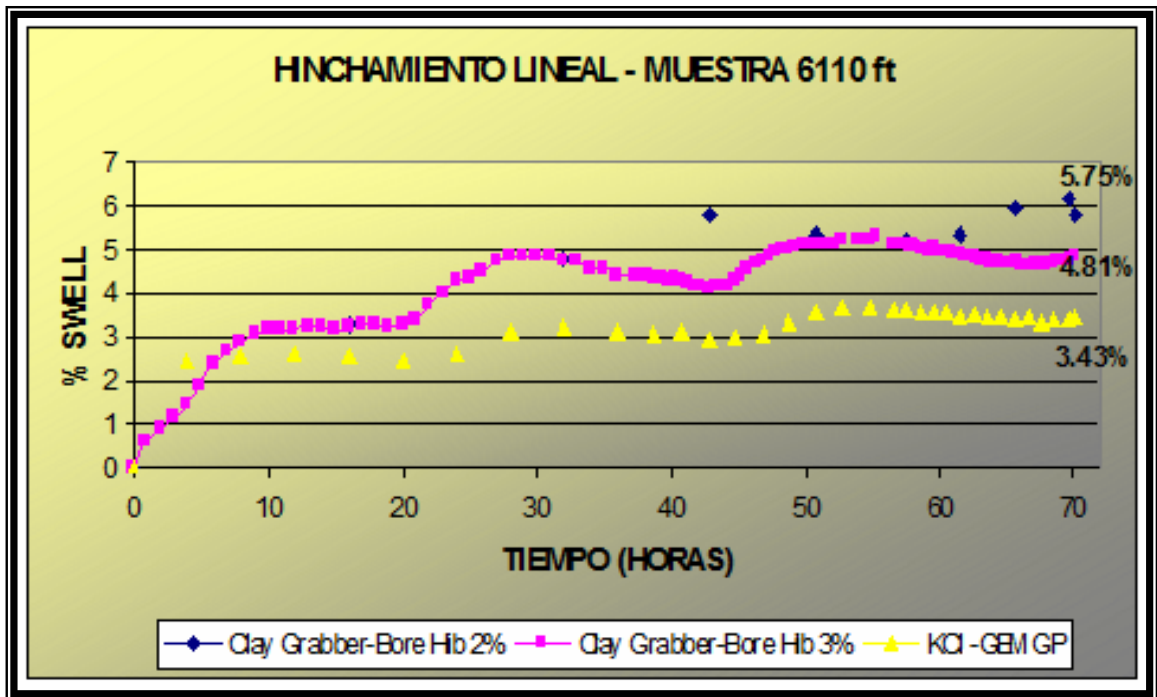


Figura 56. Hinchamiento lineal con muestra 6110 ft.



El fluido que exhibe valores más bajos de hinchamiento es el CLAY GRABBER – BORE HIB 3%, es el mejor inhibidor que evita que los diferentes tipos de arcillas se hinchen (Tabla 30).

Tabla 30. Hinchamiento Lineal de los fluidos seleccionados.

FORMULACIONES	CLAY GRABBER + BORE HIB™ 2%	CLAY GRABBER + BORE HIB™ 3%	KCI + GEM GP
% SWELL 1080 ft	<u>20.19</u>	<u>18.08</u>	<u>16.36</u>
% SWELL 2148 ft	<u>30.10</u>	<u>16.48</u>	<u>20.35</u>
% SWELL 3030 ft	<u>12.19</u>	<u>5.13</u>	<u>9.03</u>

% SWELL 4161 ft	<u>27.48</u>	<u>14.94</u>	<u>25.36</u>
% SWELL 5145 ft	<u>-0.13</u>	<u>-1.13</u>	<u>-0.27</u>
% SWELL 6110 ft	<u>5.75</u>	<u>4.81</u>	<u>3.43</u>

5.5.3 Prueba de Acresion. Con los cortes de perforación de la profundidad 1080 ft a 6110 ft, adicionando 25 gramos de cada una de las muestras de arcilla a las tres formulaciones (Tabla 31 – 36) (Figura 57 – 62).

Tabla 31. Acresion con muestra 1080 ft.

Muestra 1080 ft	CLAY GRABBER- BORE HIB 2%	CLAY GRABBER- BORE HIB 3%	KCI- GEM GP
Peso tubo (g)	613.19	618,56	618.56
Peso tubo + arcilla (g)	617.36	623,87	619.18
Pr (peso arcilla retenida barra. g)	4.17	5.31	0.62
% adherencia	16.68	21.24	2.48

Figura 57. Tubo con adherencia de muestra 1080 ft.



BORE HIB 2%

3%

Tabla 32. Acresion con muestra 2148 ft.

Muestra 2148 ft	CLAY GRABBER- BORE HIB 2%	CLAY GRABBER- BORE HIB 3%	KCI- GEM GP
Peso tubo (g)	630.04	616,02	616.02
Peso tubo + arcilla (g)	633.38	618,48	616.42
Pr (peso arcilla retenida barra. g)	3.34	2.46	0.4
% adherencia	13.36	9.84	1.6

Figura 58. Tubo con adherencia de muestra 2148 ft.



BORE HIB 2% 3%

Tabla 33. Acresion con muestra 3030 ft.

Muestra 3030 ft	CLAY GRABBER- BORE HIB 2%	CLAY GRABBER- BORE HIB 3%	KCI- GEM GP
Peso tubo (g)	618.56	613,19	613.19
Peso tubo + arcilla (g)	620.82	615,54	613.78
Pr (peso arcilla retenida barra. g)	2.26	2.35	0.59
% adherencia	9.04	9.4	2.36

Figura 59. Tubo con adherencia de muestra 3030 ft.

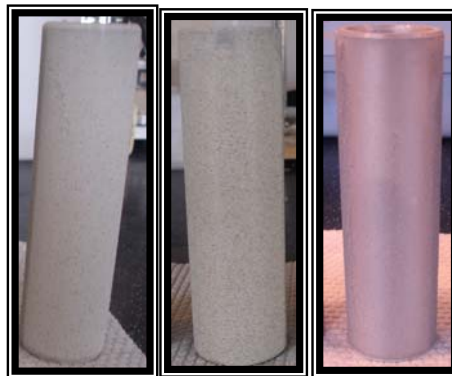


BORE HIB 2% 3% KCI-GEM GP

Tabla 34. Acresion con muestra 4161 ft.

Muestra 4161 ft	CLAY GRABBER- BORE HIB 2%	CLAY GRABBER- BORE HIB 3%	KCI- GEM GP
Peso tubo (g)	616.02	630,04	630.04
Peso tubo + arcilla (g)	618.63	634,23	630.57
Pr (peso arcilla retenida barra. g)	2.61	4.19	0.53
% adherencia	10.44	16.76	2.12

Figura 60. Tubo con adherencia de muestra 4161 ft.

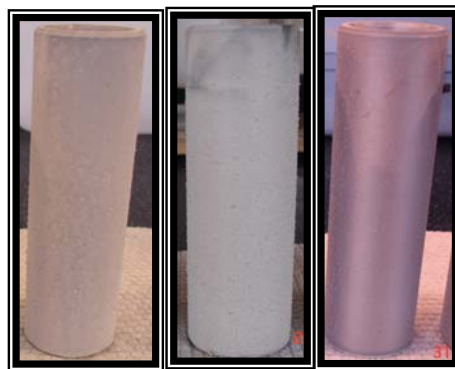


BORE HIB 2% 3% KCI-GEM GP

Tabla 35. Acresion con muestra 5145 ft.

Muestra 5145 ft	CLAY GRABBER- BORE HIB 2%	CLAY GRABBER- BORE HIB 3%	KCI- GEM GP
Peso tubo (g)	613.19	618,56	618.56
Peso tubo + arcilla (g)	615.81	621,38	618.98
Pr (peso arcilla retenida barra. g)	2.62	2.82	0.42
% adherencia	10.48	11.28	1.68

Figura 61. Tubo con adherencia de muestra 5145 ft.

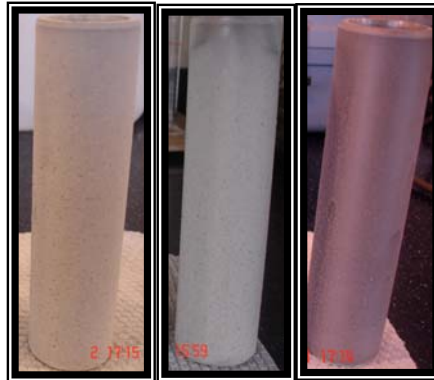


BORE HIB 2% 3% KCI-GEM GP

Tabla 36. Acresion con muestra 6110 ft.

Muestra 6110 ft	CLAY GRABBER- BORE HIB 2%	CLAY GRABBER- BORE HIB 3%	KCI- GEM GP
Peso tubo (g)	630.04	616,02	616.02
Peso tubo + arcilla (g)	633.01	617,93	616.51
Pr (peso arcilla retenida barra. g)	2.97	1.91	0.49
% adherencia	11.88	7.64	1.96

Figura 62. Tubo con adherencia de muestra 6110 ft.



BORE HIB 2% 3% KCI-GEM GP

De acuerdo a los resultados obtenidos con las diferentes muestras de arcillas y fluidos, el menor % de adherencia lo presenta el fluido que contiene KCI – GEM GP. Entre mas alto sea el porcentaje de acresión más alta será la tendencia del fluido a causar el embolamiento, como referencia valores menores al 20% se consideran buenos.

5.5.4 Prueba de dispersión. Se realizó con los cortes de perforación de la profundidad 1080 ft a 6110 ft, adicionando 20 gramos de cada una de las muestras de arcilla a estas formulaciones (Tabla 37 – 42).

Tabla 37. Dispersión con muestra de 1080 ft.

Lodo probado + Arcillas 1080 ft	% DE DISPERSIÓN
CLAY GRABBER + BORE HIB™ (3%)	9.4
CLAY GRABBER + BORE HIB™ (2%)	42.65
KCI + GEM GP	59.9

Tabla 38. Dispersión con muestra de 2148 ft.

Lodo probado + Arcillas 2148 ft	% DE DISPERSIÓN
CLAY GRABBER + BORE HIB™ (3%)	10
CLAY GRABBER + BORE HIB™ (2%)	40.3
KCI + GEM GP	64.55

Tabla 39. Dispersión con muestra de 3030 ft.

Lodo probado + Arcillas 3030 ft	% DE DISPERSIÓN
CLAY GRABBER + BORE HIB™ (3%)	20.5
CLAY GRABBER + BORE HIB™ (2%)	62.25
KCI + GEM GP	76.6

Tabla 40. Dispersión con muestra de 4161 ft.

Lodo probado + Arcillas 4161 ft	% DE DISPERSIÓN
CLAY GRABBER + BORE HIB™ (3%)	40.2
CLAY GRABBER + BORE HIB™ (2%)	87.5
KCI + GEM GP	95

Tabla 41. Dispersión con muestra de 5145 ft.

Lodo probado + Arcillas 5145 ft	% DE DISPERSIÓN
CLAY GRABBER + BORE HIB™ (3%)	41.3
CLAY GRABBER + BORE HIB™ (2%)	47.8
KCI + GEM GP	49.14

Tabla 42. Dispersión con muestra de 6110 ft.

Lodo probado + Arcillas 6110 ft	% DE DISPERSIÓN
CLAY GRABBER + BORE HIB™ (3%)	48
CLAY GRABBER + BORE HIB™ (2%)	37.55
KCl + GEM GP	93.8

De acuerdo a los resultados obtenidos con las diferentes muestras de arcillas y fluidos, el menor % de dispersión lo presenta el fluido que contiene CLAY GRABBER – BORE HIB (3%), ya que este producto Clay Grabber es un Floculante y encapsulador que no permite que la arcilla se disperse en el lodo.

5.6 SELECCIÓN DE LOS FLUIDOS.

En base a los resultados obtenidos se observo que los fluidos que presenta el mejor poder de inhibición de los cortes de perforación del pozo Velásquez 278 son: el CLAY GRABBER – BORE HIB 3% Y KCl – GEM GP, estos fluidos también generan menor dispersión y acresión de las arcillas, alto yield point que optimiza la limpieza del hueco, buena lubricidad y estabilidad a las formaciones para que no halla problemas operacionales a la hora de perforar.

5.6.1 Prueba de PPT (Taponamiento por Partícula)³¹. El equipo es una filtro prensa estática APAT (Alta Presión / Alta Temperatura) con un disco de cerámica (Aloxita) como medio filtrante. Esta prueba mide la capacidad de taponamiento de poros de un fluido. Los resultados del PPT incluyen la pérdida instantánea inicial y la pérdida total de volumen en 30 minutos (Figura 63 y 64). Las condiciones normales de operación incluyen:

- Temperaturas de hasta 350°F (176°C).
- Presiones diferenciales de hasta 2,000 psi (13,770 kPa).

³¹ Ibid., p. 81.

- Disco de cerámica (Aloxita) con diámetros medios de garganta poral de 5 a 190 micrones.

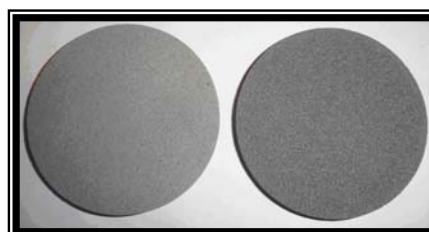
El agente de puenteo carbonato de calcio (CaCO_3) o cualquier otro material de puenteo forma rápidamente una pared o cake delgada, para la protección de la formación. Los tamaños de los agentes de puenteo son creado dependiendo de la permeabilidad de la formación para asegurar una protección completa. En muchos pozos la producción es elevada y es generada por zonas de alta permeabilidad. Por lo tanto, es esencial que el puenteo sea adecuado para proteger estas altas permeabilidades.

Figura 63. Montaje prueba de PPT.



Fuente: Laboratorio Baroid Fluid Services.

Figura 64. Discos de Aloxita.



10 micrones 20 micrones

Fuente: Laboratorio Baroid Fluid Services.

Esta prueba se realizo con las dos mejores formulaciones con diferentes discos de aloxita (10 y 20 micrones), se le agrego diferente material de puenteo, para lograr el mejor sello a la formación (Tabla 43 - 46).

Tabla 43. Material de Puenteo para el fluido con KCl – GEM GP.

	Lodo A	Lodo B	Lodo C
BARACARD 325 (lpb)	10	20	10
BARACARD 40-100 (lpb)	10	5	10
BARACARD 200 (lpb)	10	5	10

El lodo C se le aumento 0.25 lpb de viscosificante.

Tabla 44. PPT para el fluido con KCl – GEM GP.

Disco 10 μ			
PPT (200°F – 1000 PSI)	LODO A	LODO B	LODO C
Spurt (ml)	5.5	6	5
Total (ml)	12.5	13.5	11.5
PPT Value (ml)	19.5	21	18
Disco 20 μ			
PPT (200°F – 1000 PSI)	LODO A	LODO B	LODO C
Spurt (ml)	5.5	1.1	4.5
Total (ml)	12.5	7.5	10
PPT Value (ml)	19.5	13.9	15.5

De acuerdo a los resultados obtenidos la mejor combinación de material de puenteo fue con BARACARD 325, 40 – 100, 200 agregando 10 lpb de cada uno y aumentando 0.25 lpb de viscosificante, donde se logro el mejor sello

generando la menor cantidad de filtrado (18 ml y 15.5 ml), el cake formado por el fluido se muestra a continuación (Figura 65).

Figura 65. Cake formado con KCl - GEM GP a 1000 psi y 200°F.



10 micrones

20 micrones

Tabla 45. Material de Puenteo para el fluido con CLAY GRABBER – BORE HIB.

	Lodo D	Lodo E	Lodo F	Lodo G	Lodo H
STEEL SEAL FINO (lpb)	12	-	-	15	16
STEEL SEAL (lpb)	-	15	6	-	-
BARACARD 5	15	15	19.5	19.5	20
BARACARD 325	15	15	19.5	19.5	20
BARACARD 200	10	10	10	10	-

Tabla 46. PPT para el fluido con CLAY GRABBER – BORE HIB.

Disco 10 μ					
PPT (200°F – 1000 PSI)	LODO D	LODO E	LODO F	LODO G	LODO H
Spurt (ml)	2.5	2	3	1.2	1
Total (ml)	12.5	12.6	13	7.5	12
PPT Value (ml)	21.5	22.8	23	13.8	23

Disco 20 μ					
PPT (200°F – 1000 PSI)	LODO D	LODO E	LODO F	LODO G	LODO H
Spurt (ml)	3.0	5	5.0	2.4	2.6
Total (ml)	12	25	12.5	11.5	13
PPT Value (ml)	28	45	20	20.6	23.4

De acuerdo a los resultados obtenidos la mejor combinación de material de puenteo fue con STEEL SEAL FINO (15 lpb), BARACARD 5 (19.5 lpb), BARACARD 325 (19.5 lpb), BARACARD 200 (10 lpb) y aumentando 7 lpb de viscosificante y controlador de filtrado 3 lpb, se logro el mejor sello generando la menor cantidad de filtrado (20.6 ml y 13.8 ml), el cake formado por el fluido se muestra a continuación (Figura 66).

Figura 66. Cake formado con CLAY GRABBER – BORE HIB a 1000 psi y 200°F.



10 micrones



20 micrones

5.6.2 Prueba de FANN 70³². Es un viscosímetro APAT (alta presión, alta temperatura), se usa para determinar las propiedades reológicas de fluidos de perforación sujetos a temperaturas de hasta 500°F (260°C) y presiones de hasta 20,000 psi (137,895 kPa), (Figura 67). Los resultados incluye todas las propiedades reológicas estándar más Tau 0 (τ_0), n, y K.

³² Ibid., p. 117.

n se denomina índice de flujo, es la relación numérica entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte de un fluido en un gráfico log-log, describe el grado de comportamiento adelgazante por corte de un fluido. K se denomina índice de consistencia, es la viscosidad de un fluido que fluye, es el mismo concepto de la viscosidad plástica. τ_0 es la fuerza requerida para iniciar el flujo, es una resistencia del gel en tiempo cero.

El modelo de Herschel-Bulkley (punto cedente-ley de la potencia [MHB]) es el modelo más exacto para predecir el comportamiento reológico de los fluidos de perforación comunes, se usa software DFG+.

Se procedió a realizar la prueba FANN 70 para determinar las propiedades reológicas del fluido sujetos a mayores temperaturas y presiones más altas, debido a que la viscosidad de los fluidos varía con los parámetros ya mencionados, para determinar la estabilidad del fluido.

Figura 67. Montaje prueba FANN 70.



Fuente: Laboratorio Baroid Fluid Services.

Con la prueba de FANN 70 se determinó las propiedades reológicas (VP , YP , YS , n , k , τ_0), a temperaturas de 130, 150 y 180 °F y con presiones de 2500, 3000, 3500 psi, los resultados se muestran a continuación (Tabla 47) con el fluido KCI – GEM GP.

Tabla 47. FANN 70 para el fluido con KCl – GEM GP.

TEMP, °F	130	130			150			180		
PRESION DE PRUEBA (psi)	14.7	2500	3000	3500	2500	3000	3500	2500	3000	3500
600 RPM	84,1	87,5	86,6	87,5	77,3	78,1	78,1	60,6	62,6	62,6
300 RPM	56,7	58,7	58,7	59,7	50,9	50,9	50,9	39,3	40,3	40,3
200 RPM	45,1	46,1	47,1	47,1	40,3	40,3	40,3	30,6	31,5	31,5
100 RPM	29,6	30,6	30,6	31,5	26,7	26,7	26,7	20,9	20,9	20,9
6 RPM	6,7	6,7	7,6	6,7	6,7	5,9	5,9	5	5	5
3 RPM	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5	5	5	5	5
VP,,cP	27,4	28,8	27,9	27,8	26,4	27,2	27,2	21,3	22,3	22,3
YP, Lb/100pie²	29,3	29,9	30,8	31,9	24,5	23,7	23,7	18	18	18
YS, Lb/100pie²	5,1	5,1	4,2	5,1	5,1	4,1	4,1	5	5	5
n	0,589	0,597	0,587	0,569	0,631	0,629	0,629	0,706	0,716	0,716
k	1,454	1,429	1,509	1,748	0,92	1,011	1,011	0,433	0,42	0,42
Tau 0	1,33	1,34	1,9	0,54	2,74	1,89	1,89	5,32	5,3	5,3
Geles 10"/10' Lb/100pie²	5.0/8.4	5.0/8.4	6.7/6.7	5.0/6.7	5.0/5.9	4.2/5.9	4.2/6.7	4.2/5.0	3.3/5.0	4.2/5.0

Se grafico la VP, YP, YS, TAU O, geles a 10 segundos y 10 minutos, para ver el comportamiento de la reología del fluido respecto a la temperatura y presión, (Figura 68 – 73).

Figura 68. Reología FANN 70 a 130 °F con KCl – GEM GP.

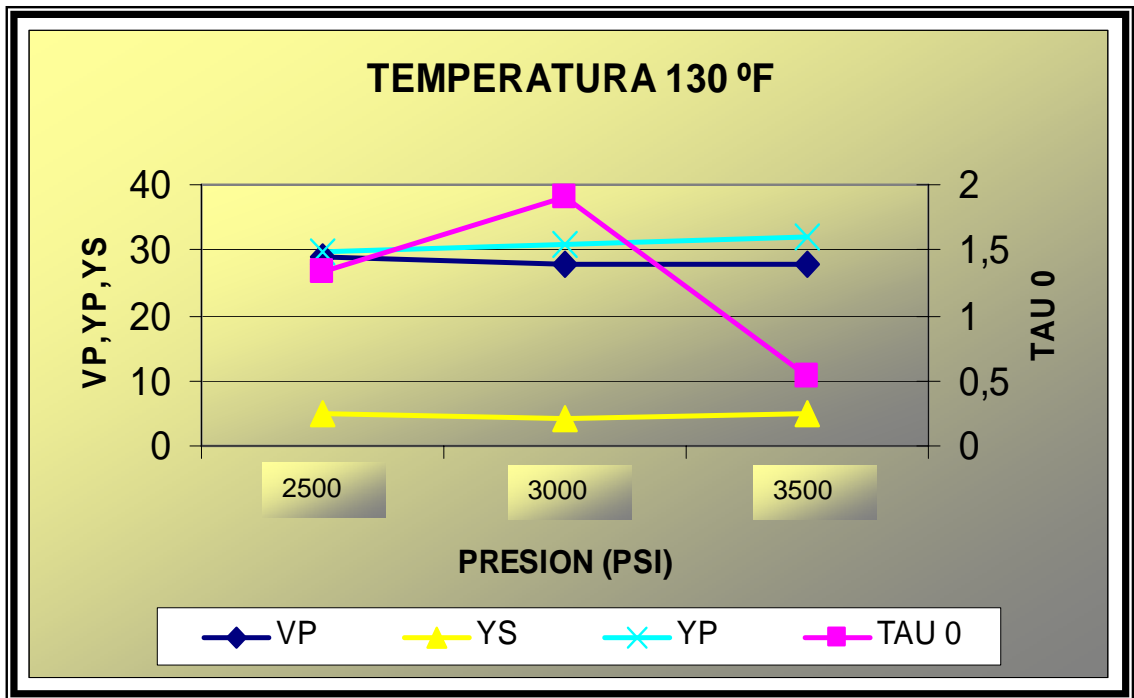


Figura 69. Reología FANN 70 a 150 °F con KCl – GEM GP.

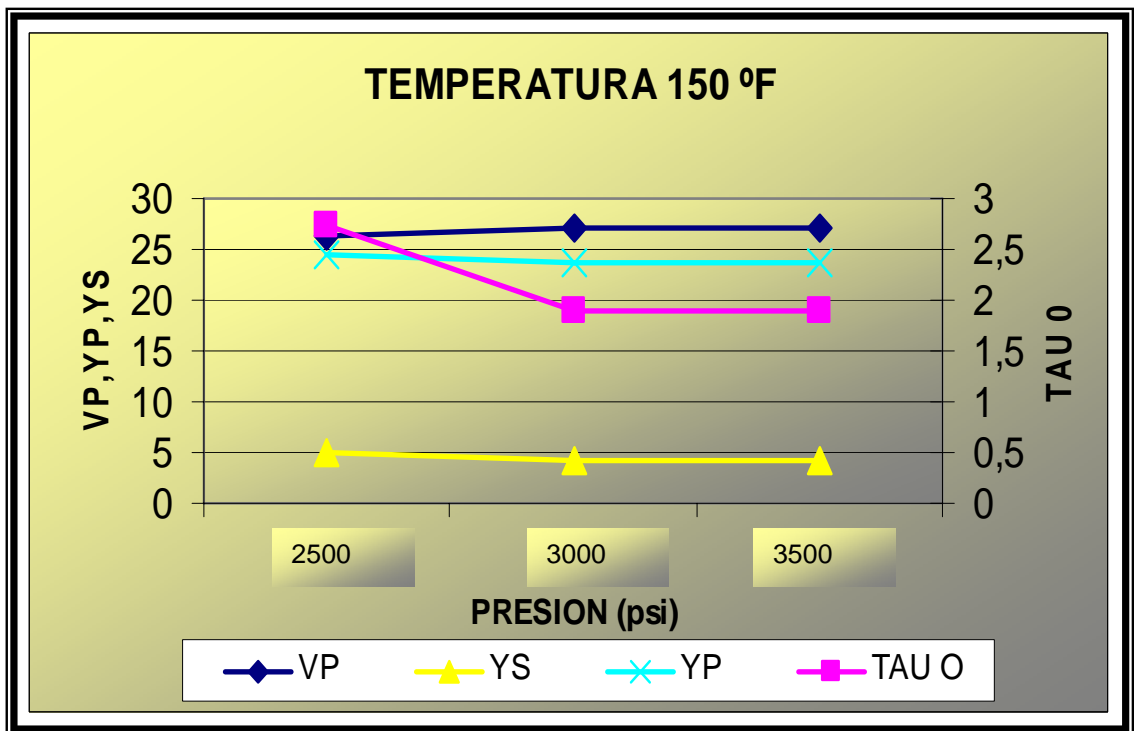
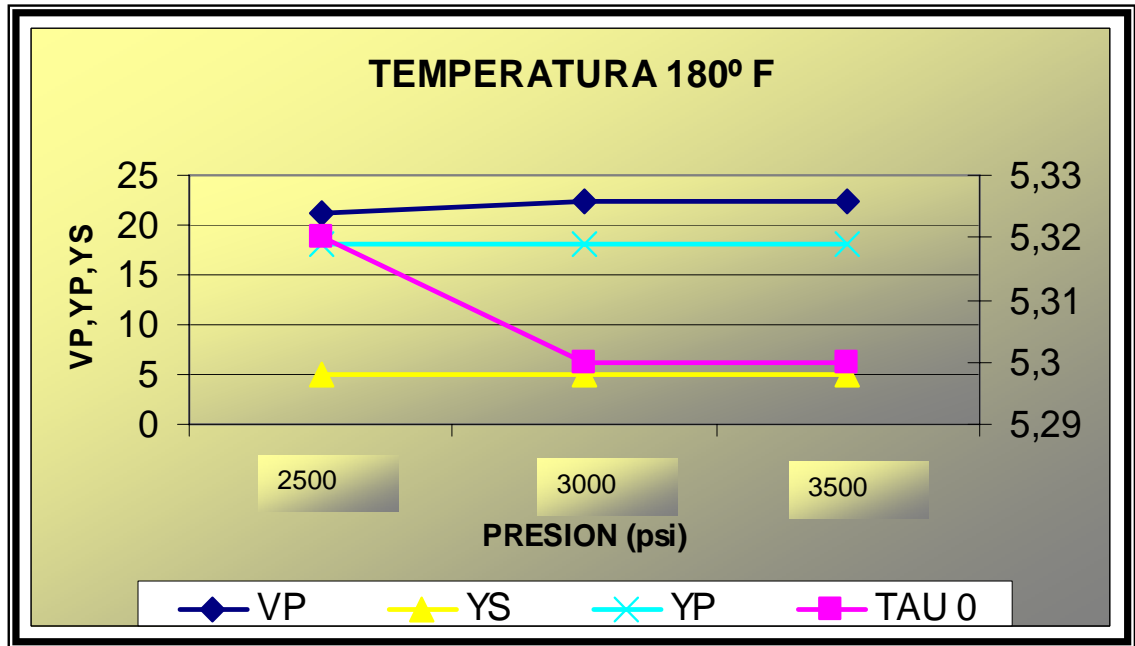


Figura 70. Reología FANN 70 a 180 °F con KCl – GEM GP.



Los resultados nos indican la estabilidad del sistema en condiciones extremas, conserva los valores de viscosidad plásticas, yield point y yield stress. Tau 0 es la fuerza requerida para iniciar el flujo, a medida que aumenta la temperatura y presión esta fuerza varía no es estable

Figura 71. Geles a 130 °F con KCl – GEM GP.

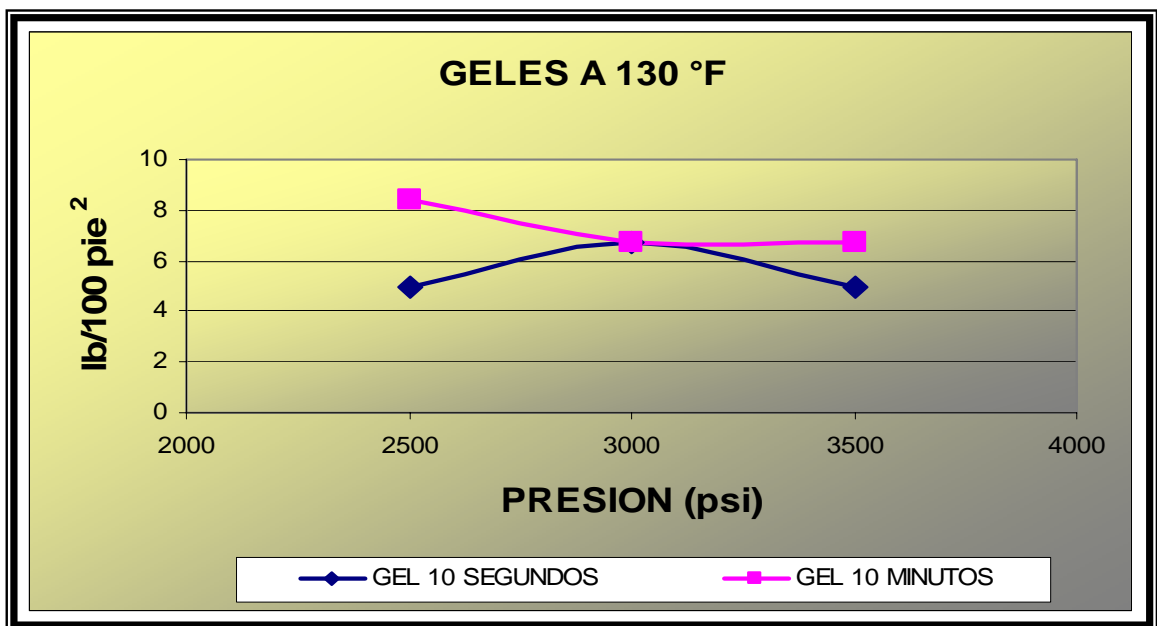


Figura 72. Geles a 150 °F con KCl – GEM GP.

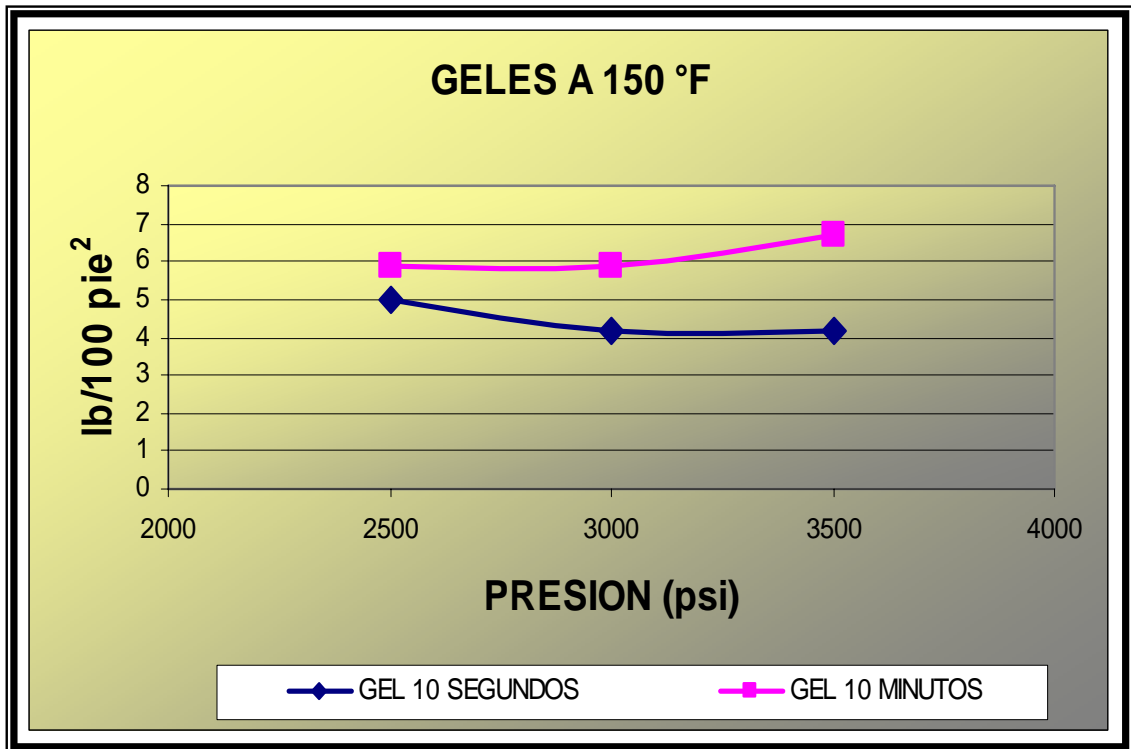
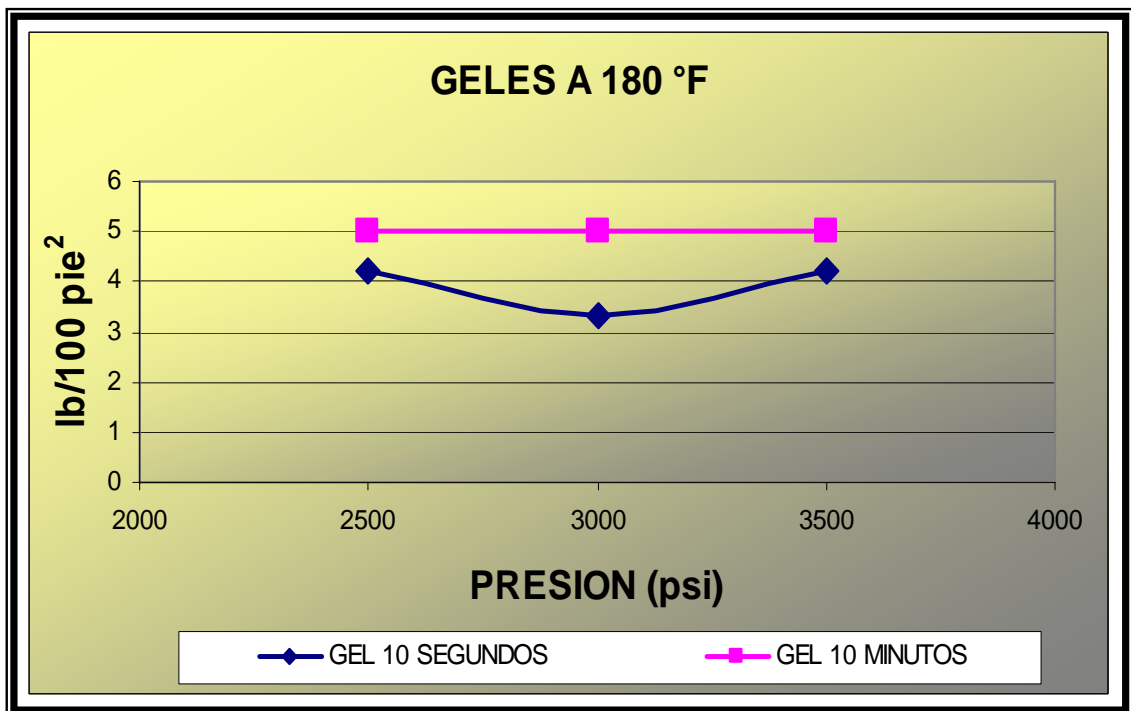


Figura 73. Geles a 180 °F con KCl – GEM GP.



Se determino las propiedades reologicas (VP, YP, YS, n, k, TAU O), a temperaturas de 130, 150 y 180 °F y con presiones de 2500, 3000, 3500 psi, los resultados se muestran a continuación (Tabla 48) con el fluido CLAY GRABBER – BORE HIB.

Tabla 48. FANN 70 para el fluido con CLAY GRABBER – BORE HIB.

TEMP, °F	130	130			150			180		
PRESION DE PRUEBA (psi)	14.7	2500	3000	3500	2500	3000	3500	2500	3000	3500
600 RPM	145,1	161,2	153,3	152,2	138,1	138,1	134,1	115,8	115,9	114
300 RPM	107,8	112,2	106	105,1	94,7	93,8	93	83,7	82,2	80,7
200 RPM	93,8	95,5	90,4	88,7	79,2	76,8	75,1	68,9	67,9	67
100 RPM	71,7	72,6	67,9	66	61,2	58,2	57,3	53,4	52,4	50,5
6 RPM	27,2	25,3	23,4	22,5	22,5	20,8	20,8	19,9	21,6	19,9
3 RPM	27,2	25,3	23,4	22,5	22,5	20,8	20,8	19,9	21,6	19,1
PV,cP	37,3	49	47,3	47,1	43,4	44,3	41,1	32,1	33,7	33,3
YP, Lb/100pie²	70,5	63,2	58,7	58	51,3	49,5	51,9	51,6	48,5	47,4
YS, Lb/100pie²	27,2	25,3	23,4	22,5	22,5	20,8	20,8	19,9	21,6	18,3
n	0,547	0,619	0,626	0,632	0,656	0,676	0,661	0,605	0,692	0,552
k	2,713	1,896	1,735	1,658	1,251	1,114	1,19	1,481	0,832	2,318
Tau 0	28,96	27,11	25,07	24,07	24,14	22,27	22,19	21,19	23,1	21,11
Geles 10"/10', Lb/100pie²	24.3/36	20.8/30.1	19.1/26.3	18.2/25.3	17.4/27.2	17.4/26.3	16.5/25.3	17.4/25.3	15.6/22,5	16,5/24,3

Se grafico la VP, YP, YS, TAU O, geles a 10 segundos y 10 minutos, para ver el comportamiento de la reología del fluido respecto a la temperatura y presión, (Figura 74 – 79).

Figura 74. Reología FANN 70 a 130 °F con CLAY GRABBER – BORE HIB.

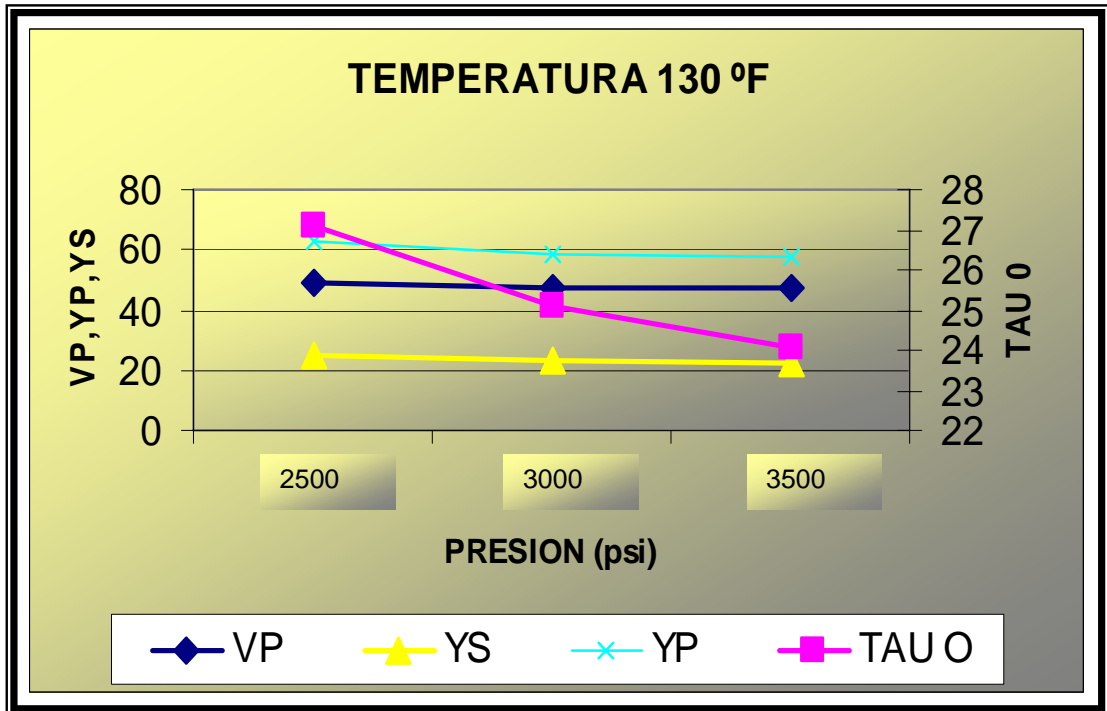


Figura 75. Reología FANN 70 a 150 °F con CLAY GRABBER – BORE HIB.

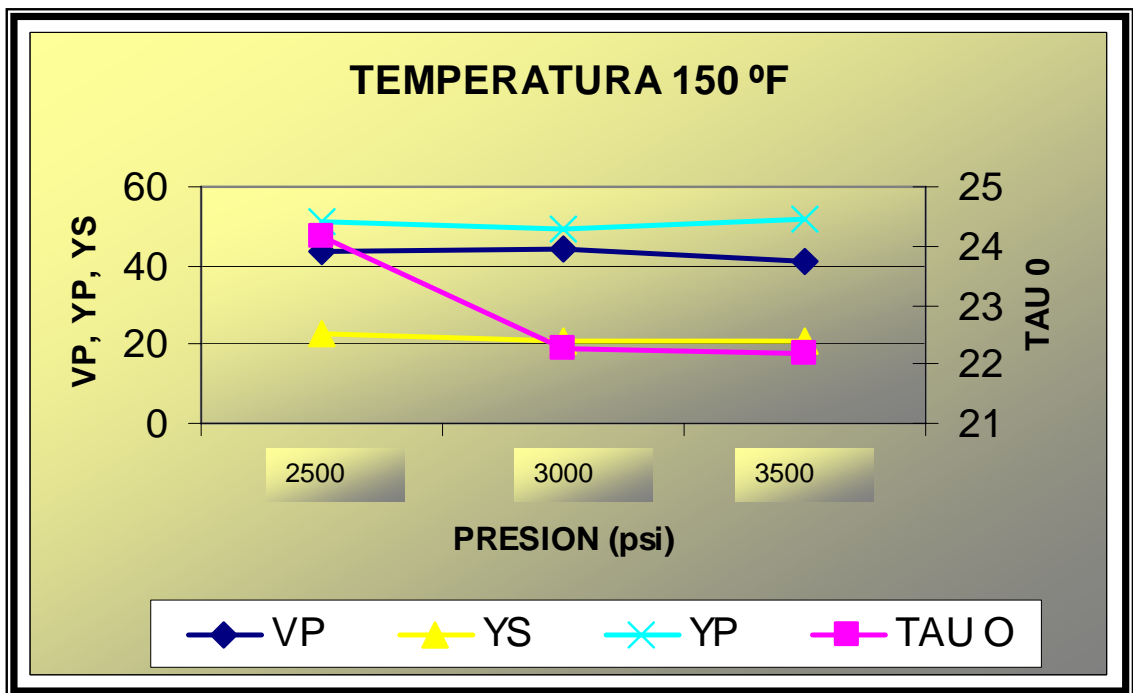
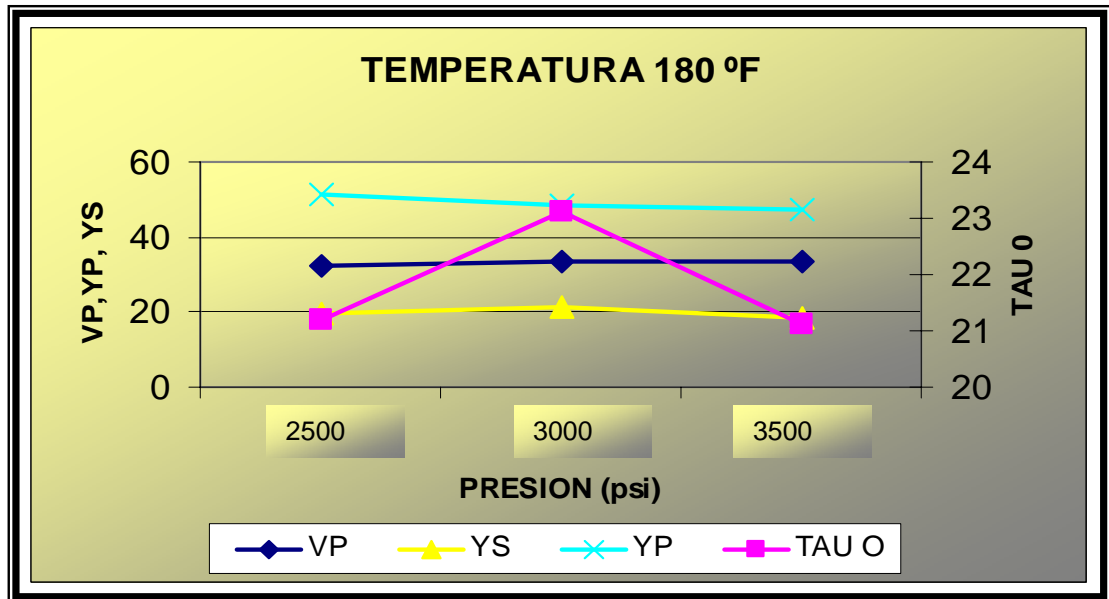


Figura 76. Reología FANN 70 a 180 °F con CLAY GRABBER – BORE HIB.



Los resultados nos indican la estabilidad del sistema en condiciones extremas, conserva los valores de viscosidad plásticas, yield point y yield stress y presenta buenos valores de Tau 0 (limpieza del hueco y suspensión) a medida que aumenta la presión y temperatura esta no es estable.

Figura 77. Geles a 130 °F con CLAY GRABBER – BORE HIB.

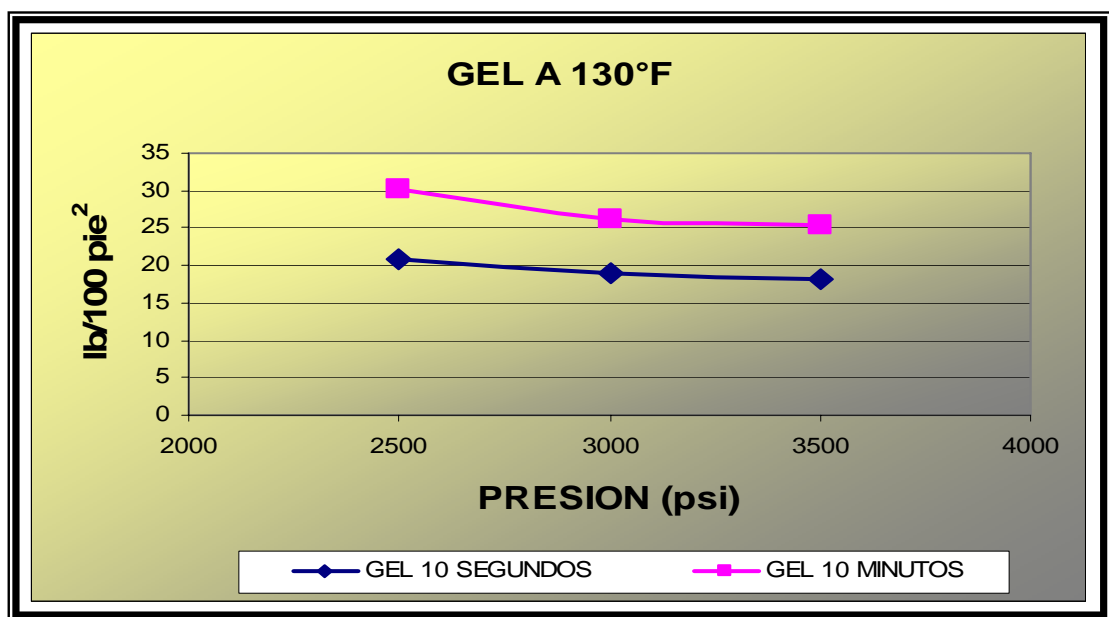


Figura 78. Geles a 150 °F con CLAY GRABBER – BORE HIB.

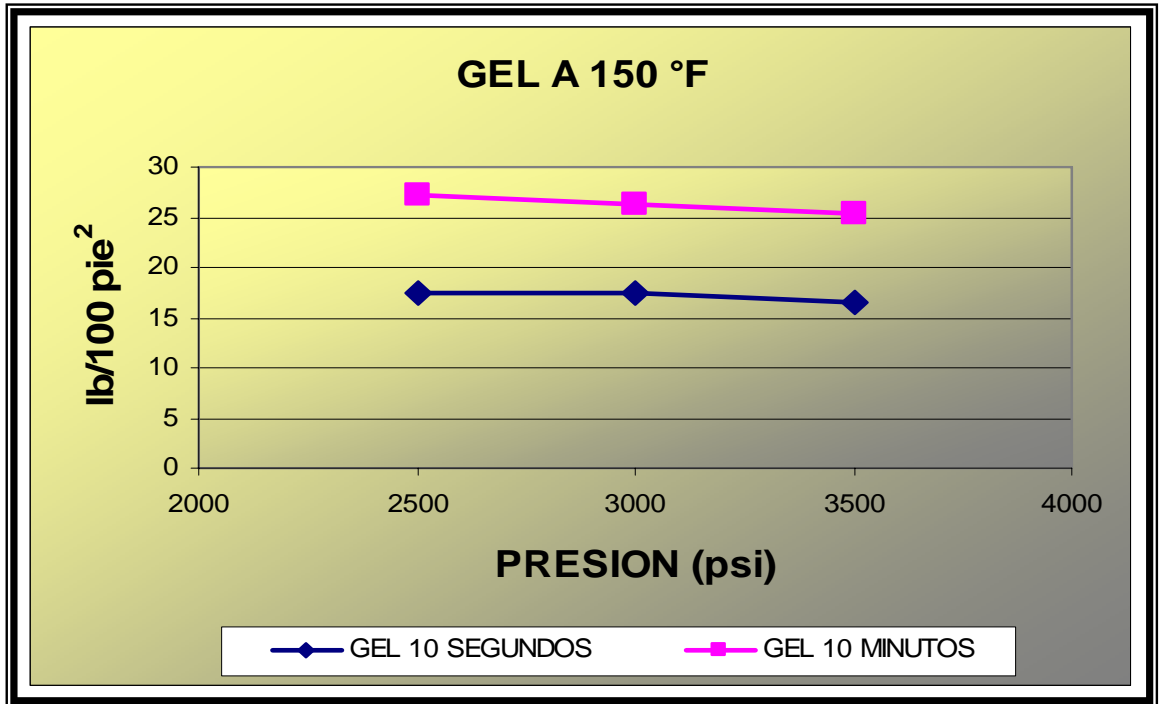
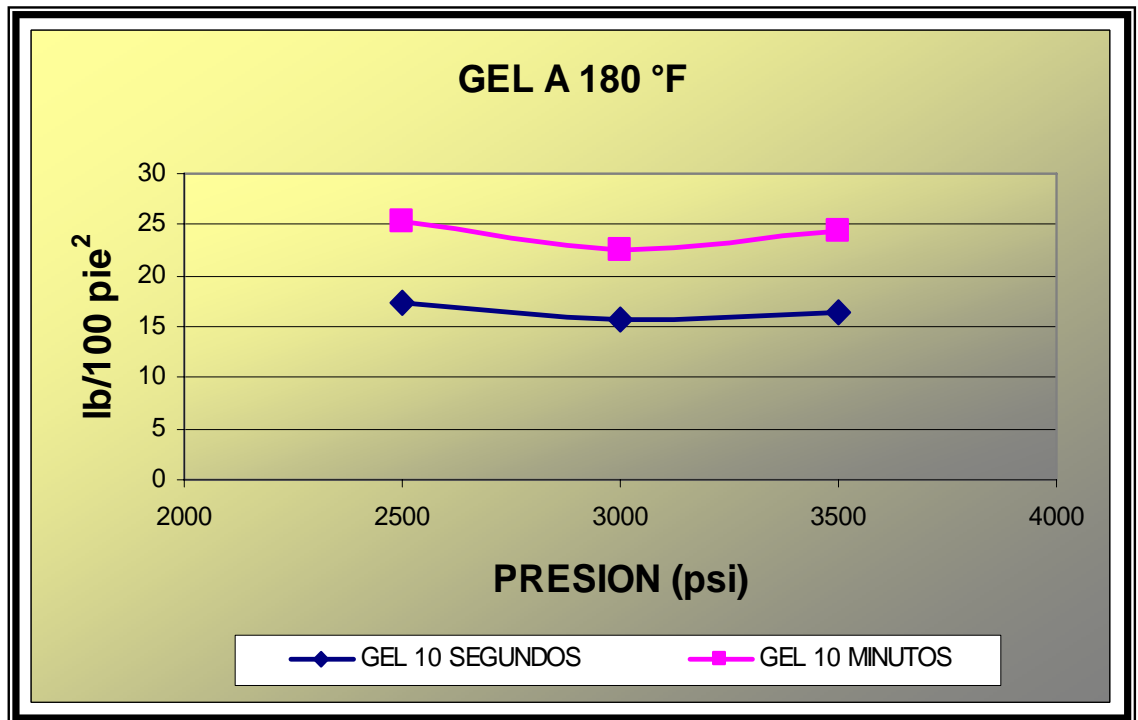


Figura 79. Geles a 180 °F con CLAY GRABBER – BORE HIB.



5.6.3 Prueba de Retorno de Permeabilidad³³. Esta prueba se usa para medir el efecto de un fluido de prueba (lodo, filtrado de lodo, o salmuera) sobre la permeabilidad de una formación productora. Se utiliza un núcleo de muestra de la formación productora o sintético (Berea). Después de medida la permeabilidad básica (K_i), el corazón es expuesto al fluido de prueba. La permeabilidad se mide nuevamente (K_f) después de su exposición al fluido de prueba, calculándose el porcentaje de retorno ($K_f / K_i \times 100$). Un 100% de retorno indica que no hay daño a la formación, (Figura 80). Para realizar el ensayo, el laboratorio requiere lo siguiente:

- Muestra del núcleo.
- Presión de la formación o sobrepresión prevista.
- Información disponible de la región.
- Temperatura del yacimiento.
- Viscosidad del aceite.

Los datos de retorno de permeabilidad se dan como gráficos de filtrado del fluido en función del tiempo, permeabilidad en función del volumen inyectado de aceite y muestra el porcentaje de retorno de permeabilidad.

Figura 80. Montaje de la Prueba de Retorno de Permeabilidad.



Fuente: Laboratorio Baroid Fluid Services

³³ Ibid., p. 117.

La prueba se realizo con un núcleo de Berea de 600 mD (Figura 81), a una temperatura de 158 °F, delta de presión del lodo contra la formación de 500 psi. Primero se sumerge el núcleo en una salmuera para desplazar el aire del núcleo, luego se inyecta un aceite para desplazar la salmuera y se espera que llegue a la temperatura deseada, se toma la permeabilidad del núcleo, por ultimo se toma la permeabilidad después de ser inyectado cierto volumen de lodo para saber que daño sufrió el núcleo de acuerdo al fluido que fue inyectado.

Figura 81. Núcleo de Berea.



El nucleo tiene un diametro de 3.78 in y longitud de 4.99 in, la permeabilidad del nucleo fue de 142.7 mD, se genero un filtrado del fluido hacia el nucleo aproximadamente de 2.95 ml durante 120 minutos (Figura 82), despues de inyectado el fluido CLAY GRABBER - BORE HIB, el nucleo quedo con una permeabilidad de 137.7 mD, es decir el retorno de permeabilidad despues del daño con lodo fue de 96.5%, (Figura 83).

Tambien se realizo la prueba de retorno de permeabilidad con el fluido KCl – GEM GP, donde la permeabilidad del nucleo fue de 216.7 mD, se genero un filtrado del fluido hacia el nucleo aproximadamente de 3.74 ml durante 120 minutos (Figura 84), despues de inyectado el fluido KCl - GEM GP, el nucleo quedo con una permeabilidad de 157,7mD, es decir el retorno de permeabilidad despues del daño con lodo fue de 72.8%, (Figura 85).

Figura 82. Filtrado del fluido CLAY GRABBER – BORE HIB en funcion del tiempo.

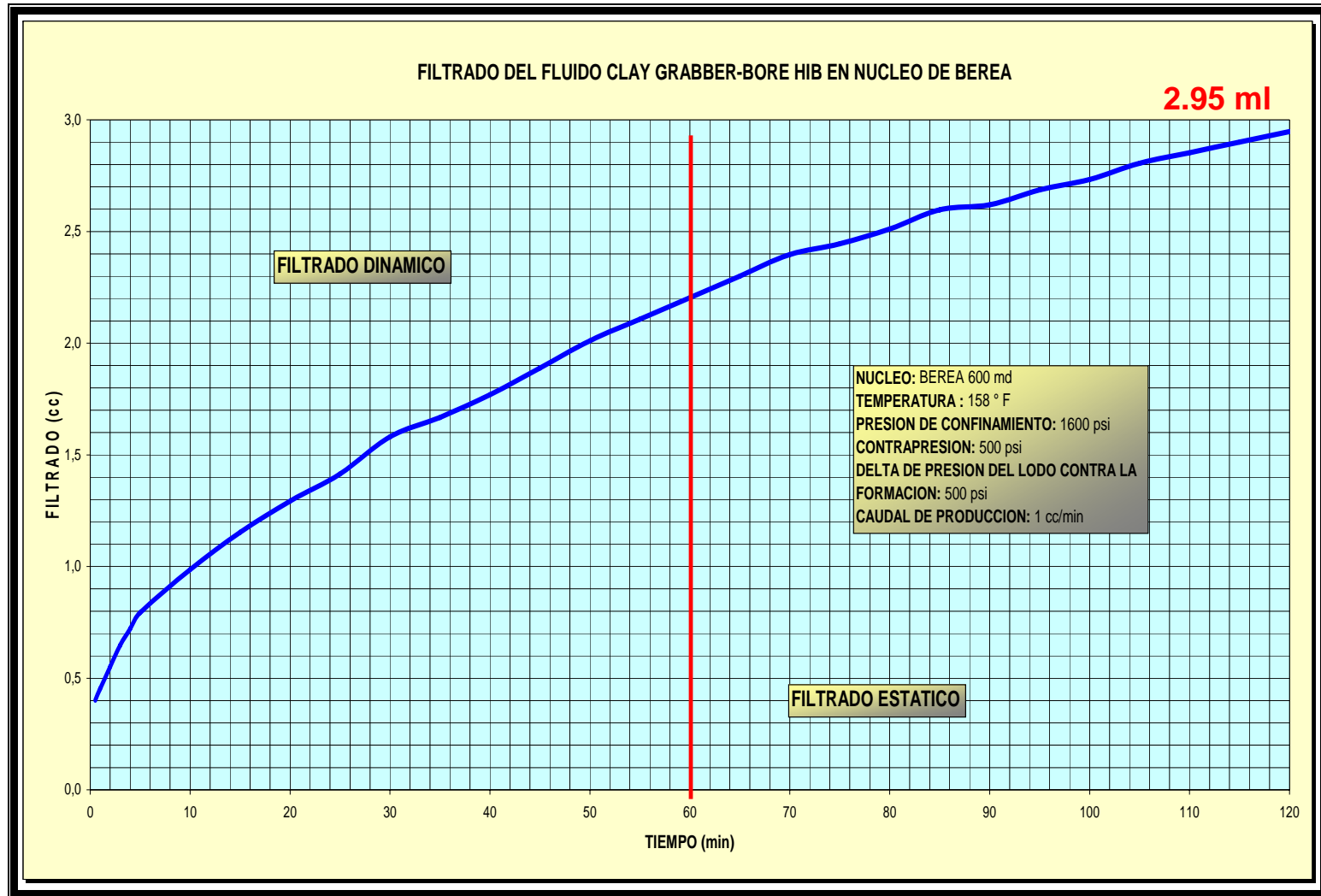


Figura 83. Daño causado por el CLAY GRABBER – BORE HIB.

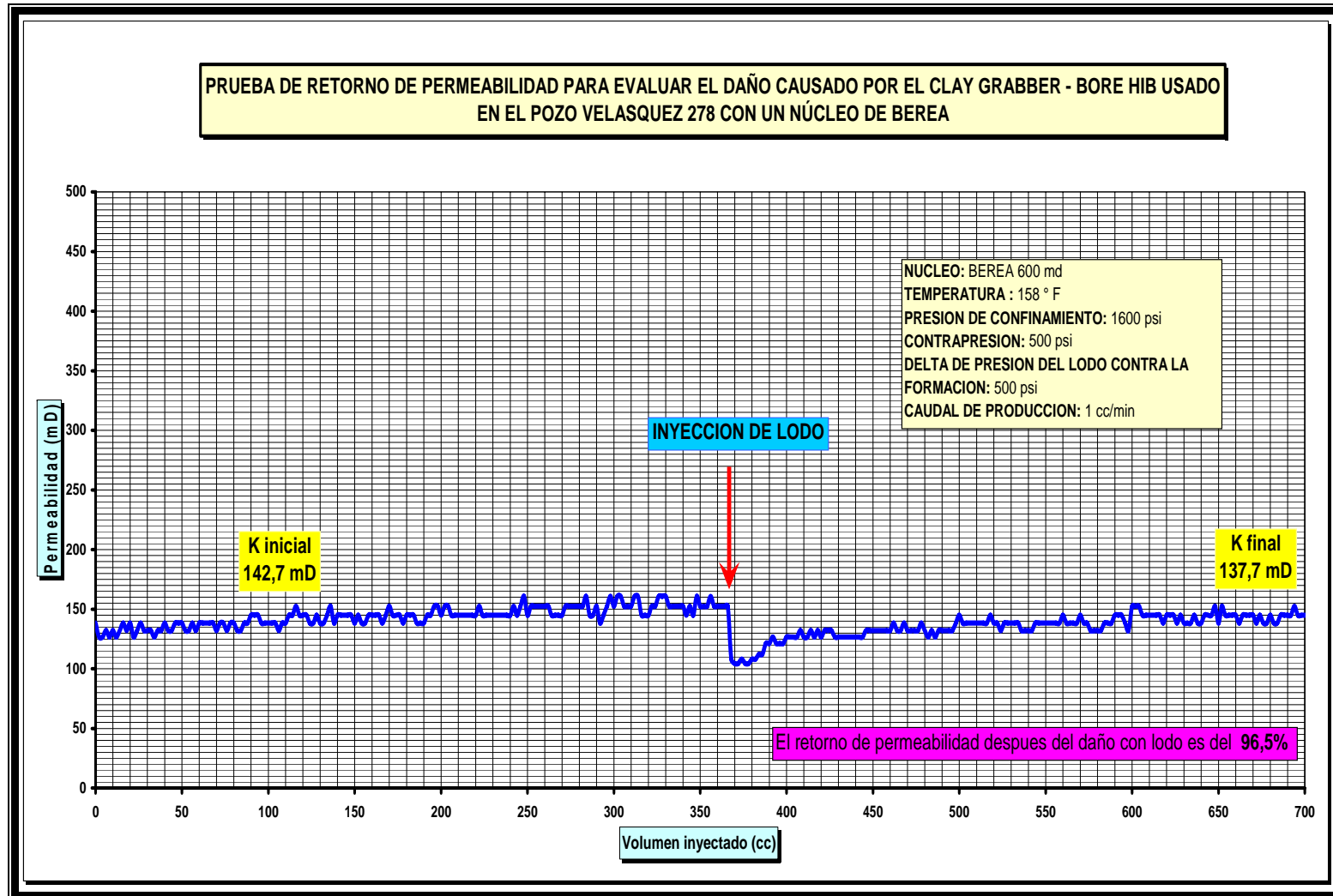


Figura 84. Filtrado del fluido KCl – GEM GP en función del tiempo.

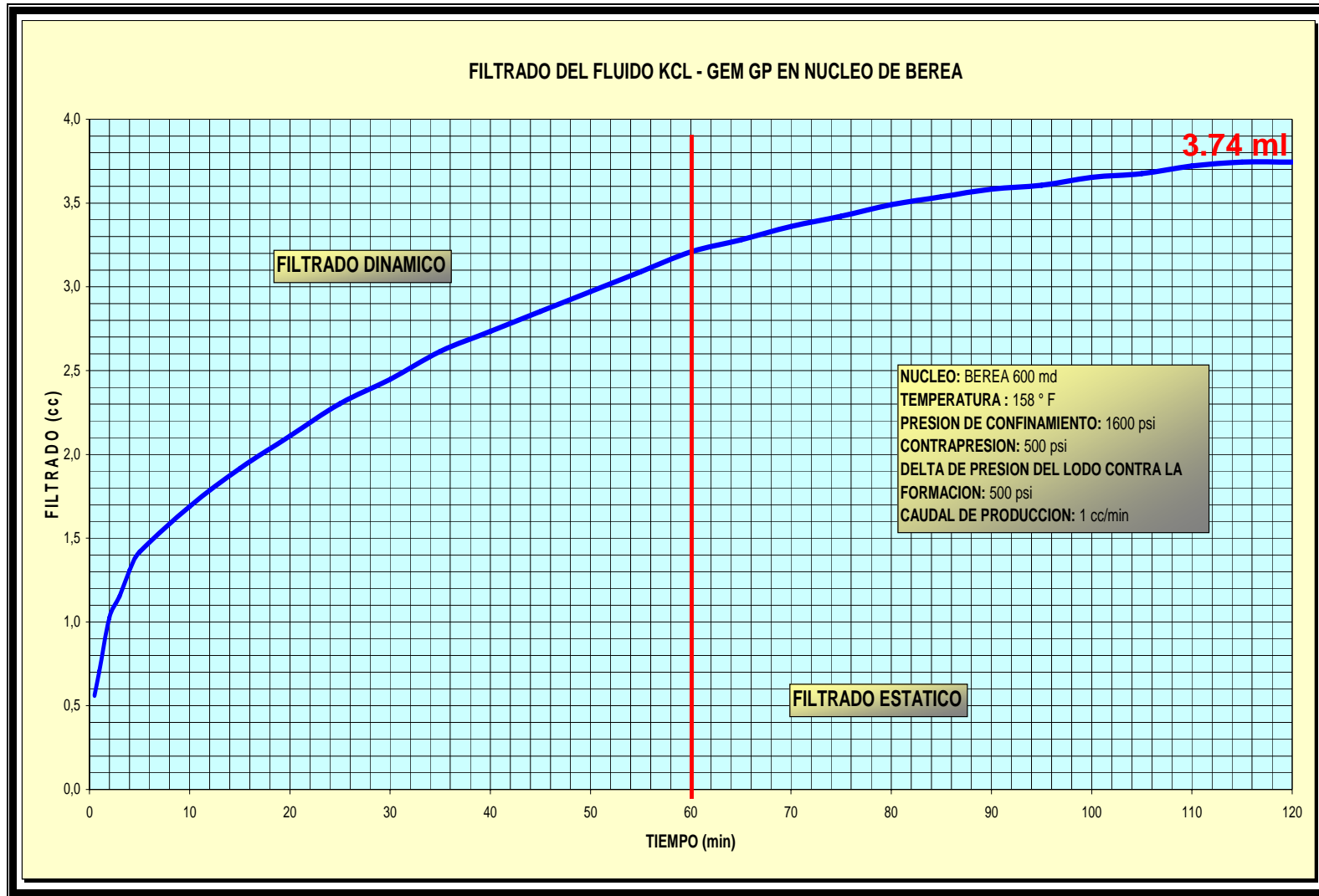
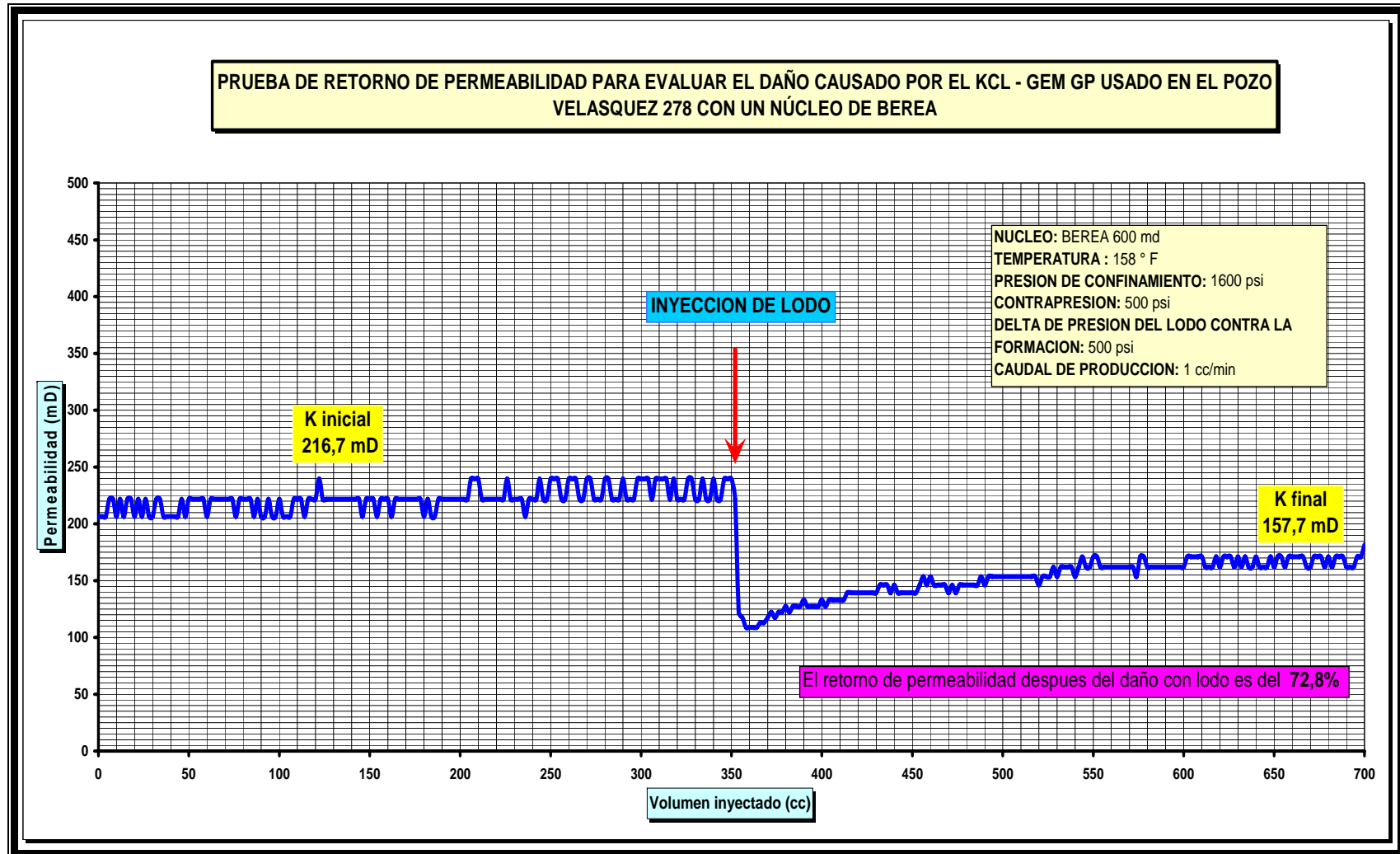


Figura 85. Daño causado por el KCI – GEM GP.



6. EVALUACIÓN ECONÓMICA.

En este capítulo entraremos a realizar la evaluación financiera, económica y ambiental del fluido base agua, utilizado en la sección 8 ½”, perteneciente a el pozo Velásquez 278.

Esto nos permitió realizar la comparación de costos entre los diferentes fluidos, su utilización reduciría costos de operación, disminución del impacto ambiental y los cortes generados en los procesos de perforación. Es de suma importancia analizar la comparación de costos entre los procesos, por esto a continuación se mostraran las ventajas económicas derivadas de la investigación.

- Volúmenes: es importante las profundidades, tamaños del revestimiento y del hueco abierto.

Diámetro externo del revestimiento: 7 in.

Profundidad del Zapato: 6615 ft.

Profundidad del pozo: 320 – 6655 ft. = 6335 ft.

Diámetro hueco abierto: 8 ½ in.

Para cálculos de volúmenes se utilizo la siguiente formula:

$$V = \frac{ID^2}{1029} * h. \quad (6.1)$$

Donde:

V = Volumen, (bbl)

ID = diámetro, pulgadas (in)

h = profundidad, pies (ft)

Tabla 49. Volumen de Lodo.

	Volumen (bbl)
Volumen de superficie	300
Volumen de revestimiento 7"	253
Volumen Hueco 8 ½"	445
Dilución/Consumo (0.25bbl/ft)*6335ft	1584
Volumen recuperado pozo anterior	-250
Volumen total de lodo	2332

- Costo del fluido: La formulación del CLAY GRABBER-BORE HIB y KCI – GEM GP son comparadas a continuación, fue necesario una cantidad total de fluido 2332 barriles.

Tabla 50. Costos generados por el fluido KCI – GEM GP.

Actividad	Costo Unidad	Cantidad	Costo Total
Preparación lodo nuevo.	US \$35	2332 bbl	US \$ 81620
Tratamiento corte base agua salada, almacenamiento, transporte.	US \$25	15 días	US \$375
Tratamiento de aguas, productos químicos, personal equipos.	US \$ 1000	15 días	US \$15000
TOTAL			US \$96995

Tabla 51. Costos generados por el fluido CLAY GRABBER – BORE HIB.

Actividad	Costo Unidad	Cantidad	Costo Total
Preparación lodo nuevo.	US \$50	2332 bbl	US \$ 116600
Tratamiento corte base agua dulce, almacenamiento, transporte.	US \$19	15 días	US \$285
Tratamiento de aguas, productos químicos, personal equipos.	US \$ 1000	15 días	US \$15000
TOTAL			US \$131285

Tabla 52. Costos comparativos del fluido KCI – GEM GP / CLAY GRABBER BORE HIB.

ACTIVIDAD	Costo Total (US\$)
LOCO CON KCI - GEM GP	96995
LODO CON CLAY GRABBER - BORE HIB	131285
DIFERENCIA DE COSTOS	34290

Entre los dos sistemas nos muestra que el fluido más costoso es el CLAY GRABBER – BORE HIB, en comparación con el KCI – GEM GP. A pesar de ser el CLAY GRABBER - BORE HIB mas costoso, este nos trae beneficios respecto al tratamiento de cortes base agua dulce, el cual es mas económico que el tratamiento base agua salada, además nos genera un beneficio en la parte ambiental ya que estos cortes se sitúan en zonas llamadas zodme donde se mezcla con tierra en una proporción de 1 de cortes base agua por 3 de tierra, este material se seca allí, la zona queda quieta por un año y luego la tierra queda fértil sin ningún problema. De la misma manera no se utilizan sustancias que contamine las áreas en donde se realizan las operaciones de perforación, minimizando los costos de recuperación ambiental los cuales son de suma importancia en la generación de calidad de vida de los habitantes que habitan las zonas en donde se realizan los distintos procedimientos.

Respecto al fluido con KCI – GEM GP, es mas económico respecto a productos para su elaboración, pero nos genera un alto costo en la parte de tratamiento de cortes base agua salada y nos crea un impacto ambiental si no son incinerados estos cortes salados.

CONCLUSIONES.

- Económica, técnica y ambientalmente el mejor fluido para perforar la zona 8 ½" de los pozos del campo Velásquez es el CLAY GRABBER - BORE HIB, ya que este fluido nos genera un daño muy bajo para la formación productora, su retorno de permeabilidad del 96.5%, es un excelente inhibidor de arcillas que le brinda estabilidad al hueco, conserva sus propiedades reológicas sometiéndolo a condiciones de yacimiento, presenta altos valores de yield point lo cual genera buena limpieza y transporte de los cortes de perforación, presenta una buena lubricidad sin la adición de ningún lubricante.
- El fluido CLAY GRABBER – BORE HIB es un fluido de alto rendimiento base agua, el cual es un sustituto del fluido KCl – GEM GP, por no generar impacto ambiental con los cortes de perforación (el tratamiento de sus cortes es mas sencillo, se sitúan los cortes en zonas donde se mezcla con tierra y esta zona queda fértil sin ningún problema) y problemas operacionales en la perforación del pozo.
- Económicamente el fluido CLAY GRABBER – BORE HIB disminuye sus costos en tratamientos de cortes base agua dulce y tratamiento de aguas, además como genera un menor daño en la formación productora contribuye a evitar costos adicionales en estimulación que remueva el daño ocasionado por el lodo en la cara del pozo.
- El fluido KCl – GEM GP nos esta generando un alto daño a la formación productora, su retorno de permeabilidad del 72.8%, también su tratamiento de cortes base agua salada es mas costoso y sino se incinera los cortes, esto genera un impacto ambiental muy fuerte.

RECOMENDACIONES.

- Se recomienda al fluido que contiene KCl – GEM GP, aumentarle las concentraciones de productos que le generen mayor suspensión de los sólidos y propiedades reológicas.
- Hacer una prueba de presión con el fin de evaluar el daño de formación (skin) producido por el fluido al ser perforado el pozo.
- Realizar prueba de distribución de partícula del fluido para poder mantener la distribución y tamaño adecuado de partícula de puenteo y sello.
- Se recomienda realizar la prueba de compatibilidad a las dos formulaciones seleccionadas con el fin de analizar que tan compatible o dañino puede ser para la formación productora.

BIBLIOGRAFIA.

BAROID, Química Basica, 2001

CARVAJAL CABALLERO, Belsy. Evaluación de la estrategia de estimulación de los pozos de Cusiana mediante la metodología Sigma. Bucaramanga, 2005. Trabajo de grado (Ingeniera de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas.

CONCEPTOS Y PRACTICAS DE PERFORACION. Entrenamiento fase III para Ingenieros de Fluidos de Perforación de Baroid, 1998.

Empresa Colombiana de Petroleos, www.ecopetrol.com

FANN Instrument, Linear Swell Instrucción Manual, Octubre de 1999.

FANN Instrument, www.fann.com

HALLIBURTON, www.halliburton.com

HALLIBURTON, Curso Basico de lodos Base Agua 2001.

HALLIBURTON BAROID, Hojas Tecnicas de Productos, Abril de 2005.

HALLIBURTON BAROID, Manual de fluidos Baroid, Abril de 2005.

MALDONADO BAUTISTA, Ángela. Formulación y Evaluación de fluidos de perforación de base agua de alto rendimiento aplicados al campo Balcon como sustitutos de lodo base aceite. Bucaramanga, 2006. Trabajo de grado (Ingeniera de Petróleos), Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas.

MANSAROVAR ENERGY DE COLOMBIA LTD. Colombia, Aspectos Geológicos Campo Velásquez. Santafe de Bogota, Febrero 2005.

Mansarovar Energy Colombia Ltd, www.mansarovar.com.co

RESTREPO, Karin. GARZA, Carlos. Daño a la formación por precipitación de Parafinas: Estado del Arte. Bucaramanga, 2006. Trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas.

RUEDA, Henry. Recap del campo Velásquez 278. Santafe de Bogota, Noviembre 2007. Informe de avance.

Universidad Industrial de Santander, www.uis.edu.com

ANEXOS

Anexo A. Pruebas Básicas API

➤ Prueba de Reología

Objetivo: Determinar las lecturas del viscosímetro para calcular lo siguiente de un fluido de perforación:

- Viscosidad plástica (VP)
- Punto cedente (YP)
- Resistencia del gel
- Índice de consistencia (K)
- Esfuerzo cedente (YS)
- Índice de fluidez (n)
- Tau 0 (J) 0

Unidades:

VP: centipoise (cp)

YP: lb/100 ft² (kPa)

Resistencia del gel: lb/100 ft² (kPa)

Tau 0: lb/100 ft² (kPa)

n: [sin unidad]

K: lbf x segn/100 pies² (dinas x segn/cm², o eq cP)

YS: lb/100 ft² (kPa)

Equipo:

- Viscosímetro rotatorio de cilindro concéntrico FANN calibrado
- Termocopa
- Termómetro: 32 a 220°F (0 a 104°C)

Procedimiento:

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Colocar la muestra en la termocopa.
3. Sumergir la manga del rotor del viscosímetro hasta la línea marcada.
4. Calentar la muestra a la temperatura seleccionada.

Nota: Para obtener una temperatura uniforme de la muestra, agitarla a una velocidad constante de 600 rpm mientras se calienta la muestra.

5. Hacer girar la manga del viscosímetro a 600 rpm hasta obtener una lectura estable en el dial. Registrar la lectura del dial ($\emptyset 600$).
6. Hacer girar la manga del viscosímetro a 300 rpm hasta obtener una lectura estable en el dial. Registrar la lectura del dial ($\emptyset 300$).
7. Agitar 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 esta lectura como la resistencia del gel de 10 segundos, (lb/100 ft²).
8. Agitar 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 esta lectura como resistencia del gel de 10 minutos, lb/100 ft².

Formulas:

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

$$YP \text{ (lb/100 ft}^2\text{)} = \text{Lect } 300 \text{ rpm} - VP$$

$$n = \log (\text{Lect } 600 \text{ rpm} \div \text{Lect } 300 \text{ rpm})$$

$$\text{Resistencia de Gel (lb/100 ft}^2\text{)} = \text{Max. Lect. dial a } 3 \text{ rpm.}$$

$$YS \text{ (lb/100 ft}^2\text{)} = (2 \times \text{Lect } 3 \text{ rpm}) - \text{Lect } 6 \text{ rpm.}$$

➤ Prueba de Filtrado API

Objetivo: Medir el volumen de filtrado y el revoque de un fluido de perforación.

Unidad:

ml / 30 min

Equipo:

- Filtro prensa
- Papel de filtro
- Cronómetro 30 minutos de intervalo
- Probeta graduada 25 ó 50 ml

Procedimiento:

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Armar la celda con el papel de filtro.
3. Adicionar la muestra en la celda hasta $\frac{1}{2}$ pulg. (13 mm) de la parte superior.
4. Colocar la celda dentro del marco; ajustar la tapa sobre la celda.
5. Colocar un cilindro graduado seco debajo del tubo de drenaje.
6. Cerrar la válvula de alivio y ajustar el regulador para que sea aplicada una presión de 100 ± 5 psi (690 ± 35 kPa).
7. Mantener la presión a 100 ± 5 psi (690 ± 35 kPa) durante 30 minutos.
8. Cerrar el flujo con el regulador de presión y abrir con cuidado la válvula de alivio.
9. Registrar el volumen de filtrado en la probeta graduada.
10. Aflojar la presión, verificar que ha sido descargada toda la presión, y retirar la celda del marco.
11. Desarmar la celda y retirar el lodo.
12. Dejar el revoque del lodo sobre el papel y lavar ligeramente con el fluido base para quitar todo exceso de lodo.
13. Medir y registrar el espesor de la costra de lodo con aproximación de $\frac{1}{32}$ pulg. (1.0 mm).

➤ **Prueba de Filtrado APAT (Alta Presión / Alta Temperatura)**

Objetivo: Medir el volumen del filtrado y la costra de lodo de un fluido de perforación usando el método de alta presión/alta temperatura (APAT).

Unidad:

ml / 30 min

Equipo:

- Filtro prensa Baroid 175 ó 500 ml
- Papel de filtro
- Cronómetro 30 minutos de intervalo
- Termómetro hasta 500°F (260°C)
- Probeta graduada 25 ó 50 ml
- Suministro de gas (CO₂ o nitrógeno)

Procedimiento:

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Precalentar la chaqueta de calentamiento hasta 10°F (6°C) por encima de la temperatura de prueba deseada.
3. Cerrar el vástago de la válvula *sobre la celda del filtro* y echar en la celda una muestra revuelta del fluido.
4. Colocar el papel de filtro en la celda.
5. Poner la cubierta sobre la celda, ajustar todos los tornillos de sujeción, y cerrar el vástago de la válvula sobre la cubierta.
6. Colocar la celda en la chaqueta de calentamiento con la cubierta de la celda para abajo. Hacer girar la celda hasta que calce.
7. Poner un termómetro en el hueco para termómetro de la celda.
8. Conectar la unidad de presión al vástago superior de la válvula.
9. Conectar el recipiente de presión al vástago inferior de la válvula.

10. Aplicar 100 psi a la parte superior y esperamos que la celda llegue a la temperatura deseada.
11. Agregar 200 psi en la parte superior y abrir el vástago de válvula, 100 psi en la parte inferior y abrir el vástago de válvula, 300 psi en la parte superior.
12. Filtrar durante 30 minutos mientras la temperatura es mantenida a $\pm 5^{\circ}\text{F}$ ($\pm 3^{\circ}\text{C}$) de la temperatura de ensayo y manteniendo la presión.
13. Cerrar los vástagos de válvula superior e inferior
14. Descargar la presión por el regulador superior y desconectar el sistema de presión.
15. Aflojar el tornillo T del regulador inferior.
16. Drenar con cuidado el filtrado del receptor a una probeta graduada.
17. Descargar la presión por el regulador inferior y desconectar el sistema de presión.
18. Retirar la celda de la chaqueta de calentamiento y dejar que la celda se enfríe.
19. Mantener la celda con la tapa bajada y aflojar el vástago de válvula de la celda para descargar la presión.
20. Cerrar el vástago de válvula cuando toda la presión haya sido descargada.
21. Mantener la celda con la tapa levantada y aflojar el vástago de válvula.
22. Aflojar los tornillos de sujeción y quitar la tapa.
23. Quitar y medir el revoque con aproximación de 1/32 pulg. (1.0 mm).
24. Registrar el filtrado APAT como el doble del volumen de filtrado recogido.

➤ **Densidad Balanza de Lodos Baroid**

Objetivo: Medir la densidad de un fluido de perforación.

Unidades:

lb/gal, lb/ft³, g/cm³, psi/1000ft.

Equipo:

- Balanza de lodos Baroid

Procedimiento:

1. Colocar la caja portadora sobre una superficie plana y a nivel.
2. Tomar una muestra de fluido.
3. Transferir la muestra al jarro de la balanza de lodo.
4. Golpear suavemente el costado del jarro de la balanza de lodo con la tapa del jarro para hacer salir aire o gas atrapado.
5. Colocar la tapa en la taza de la balanza de lodo con un movimiento de torsión y asegurarse de que algo de la muestra de prueba sea expulsado por el agujero de ventilación de la tapa.
6. Tapar con un dedo el agujero de ventilación y limpiar cualquier exceso de agua, aceite base, o solventes sobre la balanza.
7. Calzar el borde agudo de la balanza en el fulcro de apoyo y equilibrar la balanza haciendo correr el cursor a lo largo del brazo.
8. Registrar la densidad (la flecha del cursor apunta a este valor). Registrar la medición con precisión de 0.1 lb/gal, 1 lb/ft³, 0.01 g/cm³.

➤ **pH**

Objetivo: Determinar el pH de un fluido de perforación base agua usando el método del medidor.

Unidad:

pH

Equipo:

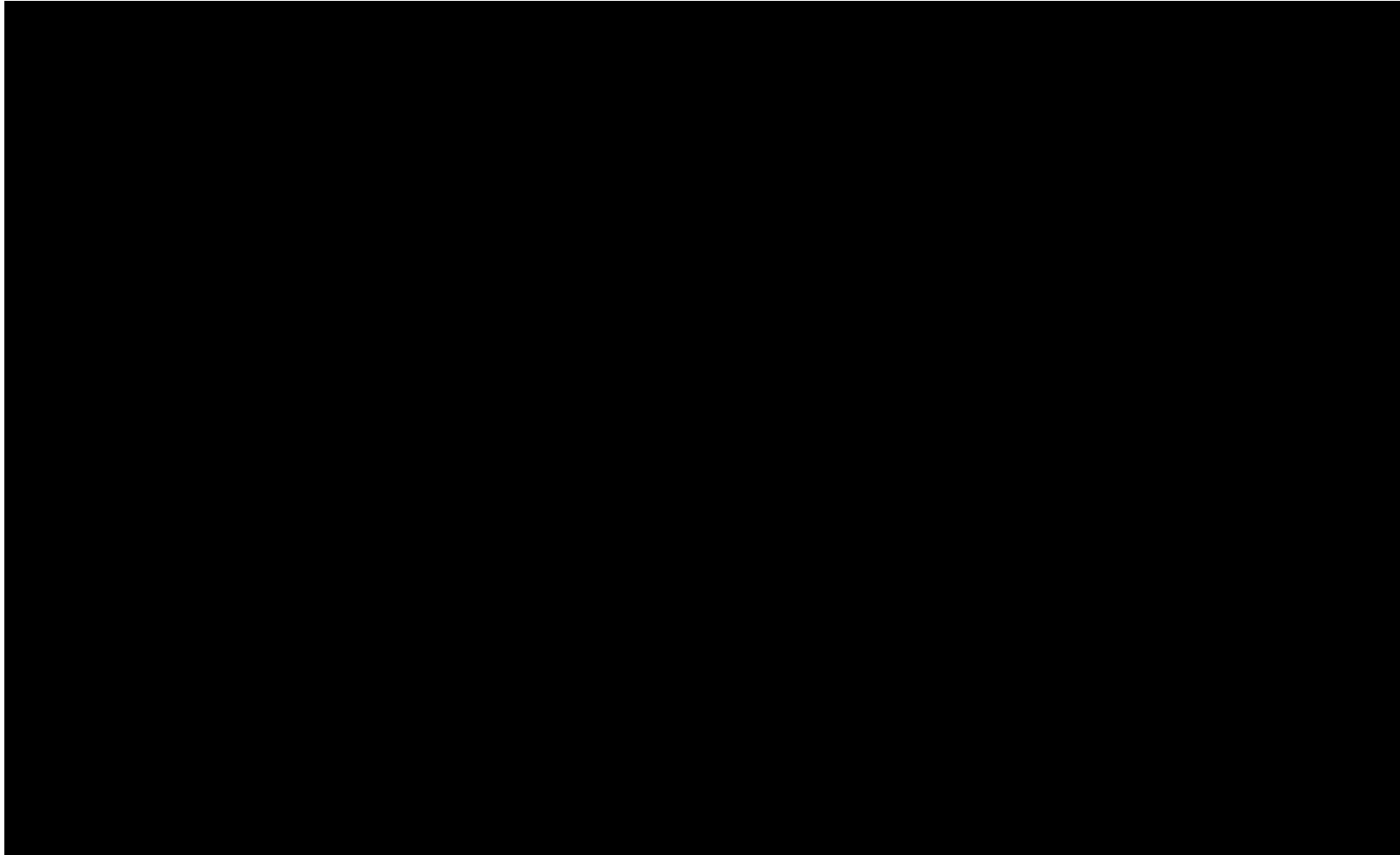
- Medidor de pH con electrodo
- Termómetro
- Soluciones amortiguadoras de pH (pH 7 y pH 10)

- Agua destilada

Procedimiento:

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Dejar que la muestra de fluido y las soluciones amortiguadoras alcancen la temperatura ambiente.
3. Sumergir un termómetro limpio en la solución amortiguadora pH 7 y medir la temperatura.
4. Ajustar el control de temperatura del medidor de pH a la temperatura de la solución amortiguadora.
5. Limpiar la punta del electrodo con agua destilada y secarla con un paño suave que no tenga pelusa.
6. Sumergir la punta del electrodo en la solución amortiguadora pH 7.
7. Dejar que la lectura se estabilice.
8. Fijar el medidor de pH para que marque 7.00 usando la perilla *standardize*.
9. Enjuagar con agua destilada y secar la punta del electrodo.
10. Repetir los Pasos 6 y 7 sustituyendo la solución amortiguadora pH 7 por solución amortiguadora pH 10.
11. Ajustar a 10.00 la lectura del medidor usando la perilla de ajuste slope.
12. Enjuagar la punta del electrodo con agua destilada y secarla.
13. Controlar nuevamente la calibración mediante repetición de los Pasos 6 al 10.
14. Enjuagar con agua destilada y repasar a seco la punta del electrodo.
15. Sumergir la punta del electrodo en la muestra que se va a probar, y revolver.
16. Parar de revolver (después de 10 - 20 segundos) y esperar a que la lectura se estabilice.
17. Registrar el pH con aproximación de 0.1 de la unidad.

Tabla 53. Pruebas Químicas Lodos Base Agua.



Anexo B. Prueba de difracción de rayos X para los cortes evaluados del pozo Velásquez 278, profundidad 1080 ft a 6110 ft.

Minerales (%)	Profundidad Muestra (ft)					
	1080	2148	3030	4161	5145	6110
Cuarzo	29	17	32	35	98	75
Feldespato Potasico	17	23	20	3	2	2
Feldespato Plagioclasa	17	23	26	6	---	---
Calcita	---	---	1	1	---	---
Esméctica	27	28	12	47	---	14
Ilita	8	8	5	7	---	4
Kaolinita	1	1	4	1	---	5
Clorita	1	---	---	---	---	---