

**FORMULACIÓN Y EVALUACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DE BASE
AGUA DE ALTO RENDIMIENTO APLICADOS AL CAMPO BALCÓN COMO
SUSTITUTOS DE LODO BASE ACEITE**

ANGELA MARIA MALDONADO BAUTISTA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2006**

**FORMULACIÓN Y EVALUACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DE BASE
AGUA DE ALTO RENDIMIENTO APLICADOS AL CAMPO BALCÓN COMO
SUSTITUTOS DE LODO BASE ACEITE**

ANGELA MARIA MALDONADO BAUTISTA

**Trabajo de grado para optar el título
de Ingeniero de Petróleos**

**Director
Ing. CARLOS MONTOYA**

**Codirector
Ing. EMILIANO ARIZA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2006**

DEDICATORIA

*A MIS PADRES POR SER LOS PROMOTORES DE TODOS MIS SUEÑOS,
POR SU AMOR Y COMPRENSIÓN.
A MIS HERMANOS CARLOS, CAMILO, RAFAEL Y EDGAR
POR SER MIS AMIGOS DEL ALMA
A MIS ÁNGELES LUISA, JUANCHO Y JULIAN
POR SER LA ALEGRÍA DE MI VIDA
A MIS AMIGOS POR SU INCONDICIONAL APOYO
Y POR ESTAR CONMIGO SIEMPRE.*

AGRADECIMIENTOS

A LOS INGENIEROS CARLOS MONTOYA, HENRY RUEDA Y EMILIANO ARIZA, POR SU COLABORACIÓN, RECOMENDACIONES Y ENSEÑANZAS PARA LA ELABORACIÓN DE PROYECTO.

A HALLIBURTON LATIN AMERICA S.A BAROID POR BRINDARME LA OPORTUNIDAD DE TENER ESTA EXPERIENCIA TAN ENRIQUECEDORA LLENA DE BUENOS MOMENTOS.

A LOS INGENIEROS YOLANDA PINEDA, DIANA RODRÍGUEZ Y RODRIGO BURGOS POR HACERME PARTE DE SU EQUIPO DE TRABAJO Y MAS QUE ESTO POR SE UN GRUPO DE EXCELENTES PERSONAS QUE ME BRINDARON SU EXPERIENCIAS DE VIDA Y AMISTAD.

A LOS INGENIEROS LUCAS PIÑEROS, LUÍS SOLANO Y MIGUEL MENDOZA POR TODAS SUS ENSEÑANZAS INCONDICIONAL APOYO Y COOPERACIÓN EN LA REALIZACIÓN DE ESTE PROYECTO.

A LA ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS POR AYUDARME A MI CRECIMIENTO PROFESIONAL Y PERSONAL.

A MIS FAMILIARES Y AMIGOS POR SU CONSTANCIA, COMPROMISO Y AMISTAD EN TODOS LOS INSTANTES DE MI VIDA.

GLOSARIO

Almidón: Un grupo de carbohidratos encontrado en muchas células vegetales. El almidón es procesado especialmente (pregelatinizado) para ser usado en lodos a fin de reducir la tasa de filtración, y ocasionalmente para aumentar la viscosidad. Si no hay una protección adecuada, el almidón puede fermentar.

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

Asfalto: Una mezcla natural o mecánica de bitúmenes sólidos o viscosos encontrados en capas naturales u obtenidos como residuos del petróleo. Asfalto, mezclas que contienen asfalto y materiales asfálticos modificados (por ej.: refinados al aire, modificados químicamente, etc.) han sido agregados a ciertos fluidos de perforación a efectos muy variables, como componente de lodos base aceite, material de pérdida de circulación, emulsificante, agente de control de filtrado, agente de taponamiento de pared, etc.

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

Calcio: Uno de los elementos alcalinos de la tierra con una valencia de 2 y un peso atómico de aproximadamente 40. Los compuestos de calcio son una causa común de la dureza del agua. También es un componente de la cal, yeso, caliza, etc.

Caliza: Roca Sedimentaria carbonatada que contiene al menos 50% de calcita CaCO_3 , tienen poca dureza en frío y dan efervescencia bajo la acción de un ácido diluido.

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

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.

Copolímero: Una sustancia formada cuando dos o más sustancias se polimerizan al mismo tiempo para generar un producto que no constituye una mezcla de polímeros separados, sino un complejo cuyas propiedades son diferentes de las propiedades individuales de cualquiera de estos polímeros. Los ejemplos incluyen PHPA (Poliacrilamida parcialmente hidrolizada) y copolímeros acrilatos.

Dispersante: Cualquier producto químico que estimula la dispersión de la fase dispersa.

Emulsificante: Una sustancia usada para producir una emulsión de dos líquidos que no son miscibles. Los emulsificantes se pueden dividir, según su comportamiento, en agentes iónicos y no iónicos. Los tipos iónicos también se pueden dividir en tipos aniónicos, catiónicos y anfóteros, según la naturaleza de los grupos iónicos activos.

Emulsión Una mezcla líquida heterogénea, sustancialmente permanente, de dos o más líquidos que normalmente no se disuelven uno en otro, pero que son mantenidos en suspensión o dispersión, uno en otro, por agitación mecánica, o

más frecuentemente, mediante la adición de pequeñas cantidades de sustancias llamadas emulsificantes. Las emulsiones pueden ser mecánicas, químicas o una combinación de ambas. Los tipos de emulsión son aceite en agua o agua en aceite.

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

Floculante: Sustancias, como la mayoría de los electrolitos, algunos polisacáridos y ciertos polímeros naturales o sintéticos, que producen el espesamiento de la consistencia de un fluido de perforación. En los fluidos plásticos de Bingham, el punto cedente y el esfuerzo de gel aumentan.

Hidroscopico: propiedad que presentan algunos compuestos de absorber y exhalar la humedad según las circunstancias que los rodean.

Inhibidor: Las sustancias generalmente consideradas como contaminantes del lodo de perforación, como la sal y el sulfato de calcio, son llamadas inhibidores cuando se agregan deliberadamente al lodo para que el filtrado del fluido de perforación pueda prevenir o retardar la hidratación de las arcillas y lutitas de la formación.

Lutitas: Conjunto de rocas sedimentarias detríticas cuyos componentes poseen un diámetro menor a 1/16 mm.

Mármol: roca metamórfica que se deriva de calizas o dolomitas por metamorfismo regional o de contacto.

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

Polímero: Compuesto químico macromolecular constituido por unidades moleculares repetitivas.

Potasio: Uno de los elementos de metal alcalino con una valencia de 1 y un peso atómico de aproximadamente 39. Los compuestos de potasio, generalmente el hidróxido de potasio (KOH), a veces son agregados a los fluidos de perforación para conferir propiedades especiales, generalmente la inhibición.

Revoque: Los sólidos suspendidos que se depositan sobre un medio poroso durante el proceso de filtración.

Surfactante: Compuesto químico que posee la propiedad de disminuir la tensión interfacial de algunos fluidos.

LISTA DE ABREVIATURAS

| | |
|------------------|--|
| A° | Armstrong, unidad de medida. |
| API | American Petroleum Institut. |
| °C | Grados centígrados. |
| Ca ⁺⁺ | Ion calcio. |
| Cl ⁻ | Ion cloro. |
| cp | Centipoise. |
| °F | Grados Fahrenheit. |
| ft ² | Pies cuadrados. |
| GL | Global |
| HP/HT | Filtrado de alta presión y alta temperatura. |
| HPWBF | Fluido base agua de alto rendimiento |
| KCl | Cloruro de sodio. |
| l _{pb} | Libras por barril. |
| LWD | Logging While Drilling. |
| ml | Mililitros. |
| Mesh | Unidad para medir el tamaño de una malla |
| PHPA | Poliacrilamidas parcialmente hidrolizada |
| ppg | Libras por galón (pound per gallon). |
| Psi | Libras por pulgada cuadrada. |
| % V | Porcentaje en volumen. |
| VP | Viscosidad Plástica. |
| YP | Punto cedente (Yield Point). |
| YS | Esfuerzo cedente (Yield Stress). |

CONTENIDO

| | |
|---|----|
| INTRODUCCIÓN | 19 |
| 1. FLUIDOS DE PERFORACIÓN | 20 |
| 1.1 PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN | 20 |
| 1.1.1 Densidad | 20 |
| 1.1.2 Reología | 20 |
| 1.1.3 Perdida de filtrado | 23 |
| 1.1.4 Resistividad | 23 |
| 1.1.5 Alcalinidad | 23 |
| 1.1.6 pH del lodo | 24 |
| 1.1.7 Lubricidad | 24 |
| 1.2 FUNCIONES DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN | 26 |
| 1.2.1 Transporte y suspensión de cortes generados durante la perforación. | 26 |
| 1.2.2 Control de presiones de subsuelo | 26 |
| 1.2.3 Lubricidad y enfriamiento de la broca y sarta de perforación. | 27 |
| 1.2.4 Soporte de las paredes del hueco | 27 |
| 1.2.5 Suspensión de la sarta y el revestimiento | 27 |
| 1.2.6 Interpretación de registros eléctricos | 27 |
| 1.2.7 Transmisión de energía hidráulica a la sarta y broca | 28 |
| 1.3 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN | 28 |
| 1.4 LODOS BASE AGUA | 29 |

| | | |
|-------|--|----|
| 1.4.1 | Sistemas Dispersos | 29 |
| 1.4.2 | Sistemas No Dispersos | 30 |
| 1.4.3 | Lodos Polímeros | 30 |
| 1.5 | LODOS BASE ACEITE | 32 |
| 1.5.1 | Sistemas de emulsión firme | 33 |
| 1.5.2 | Sistemas de filtrado relajado (FR) | 33 |
| 1.5.3 | Sistema Aceite 100% | 34 |
| 1.5.4 | Sistemas con alto contenido de agua | 34 |
| 1.6 | LODOS SINTÉTICOS | 34 |
| 1.7 | FLUIDO NEUMÁTICO | 34 |
| 2. | GENERALIDADES DEL CAMPO BALCÓN. | 36 |
| 2.1 | RESEÑA HISTÓRICA | 36 |
| 2.2 | DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO | 37 |
| 2.3 | UBICACIÓN GEOGRÁFICA | 38 |
| 2.4 | GEOLOGÍA DEL CAMPO | 39 |
| 2.4.1 | Ubicación geológica del Campo Balcón | 40 |
| 2.4.2 | Geología estructural de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena | 41 |
| 2.4.3 | Geología estructural Campo Balcón | 42 |
| 2.5 | ESTRATIGRAFÍA GENERAL | 45 |
| 2.6 | ESTADO ACTUAL DEL CAMPO | 50 |
| 2.7 | ANTECEDENTES DEL CAMPO BALCÓN | 50 |
| 2.7.1 | Problemas observados durante la perforación | 50 |
| 2.7.2 | Análisis de los problemas de perforación presentados en el Campo Balcón | 56 |
| 2.8 | PROGRAMA DE PERFORACIÓN POZO BALCÓN 26 SECCIÓN III | 58 |
| 2.8.1 | Características del fluido base aceite FACTANT | 59 |
| 3. | FLUIDOS DE ALTO RENDIMIENTO | 60 |

| | |
|--|----|
| 3.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE ALTO RENDIMIENTO | 61 |
| 3.1.1. Bajo contenido coloidal | 61 |
| 3.1.2. Inhibición eficaz | 62 |
| 3.1.3. Esfuerzo de adelgazamiento | 63 |
| 3.1.4. Sistema no disperso | 64 |
| 3.2. SISTEMA DE ALTO RENDIMIENTO BOREMAX™ | 64 |
| 3.2.1. Generalidades | 64 |
| 3.2.2 Características del sistema de alto rendimiento Boremax™ | 65 |
| 3.2.3 Formulación para el sistema Boremax™ | 66 |
| 3.2.4 Ventajas del uso del sistema Boremax™ | 67 |
| 3.2.5 Casos donde ha sido usado el sistema BOREMAX™ | 69 |
| 3.3 SISTEMA DE ALTO RENDIMIENTO HIDROGUARD™ | 70 |
| 3.3.1 Generalidades | 70 |
| 3.3.2 Características del sistema de alto rendimiento HIDROGUARD™ | 70 |
| 3.3.3 Formulación para el sistema Hidroguard™ | 74 |
| 3.3.4 Ventajas del uso de HYDROGUARD™ | 75 |
| 3.3.5 Casos donde ha sido usado el sistema HIDROGUARD™. | 75 |
| 3.4 PERFORMADRIL | 80 |
| 3.4.1 Generalidades | 81 |
| 3.4.2 Características | 82 |
| 3.4.3 Formulación | 82 |
| 3.4.4 Ventajas del uso de PERFORMADRIL™ | 83 |
| 3.4.5 Casos donde ha sido usado el sistema Performadril. | 87 |
| 4. PRUEBAS DE LABORATORIO | 89 |
| 4.1 PRUEBAS ESPECIALES PARA DETERMINAR LA ESTABILIDAD DE LAS LUTITAS | 89 |
| 4.1.1 Prueba de Tiempo de Succión Capilar (CST) | 90 |
| 4.1.2 Prueba de Hinchamiento Lineal | 91 |
| 4.1.3 Pruebas de dispersión | 93 |

| | |
|--|-----|
| 4.2 DETERMINACIÓN DE REACTIVIDAD DE LOS CORTES DE PERFORACIÓN DE LA FORMACIÓN VILLETA | 93 |
| 4.2.1 Prueba de tiempo de succión capilar para determinar la zona de mayor reactividad en la formación Villeta | 94 |
| 4.3 EVALUACIÓN DE INHIBICIÓN DE LAS SALMUERAS POTÁSICAS | 97 |
| 4.4 EVALUACIÓN DEL FLUIDO DE ALTO RENDIMIENTO BOREMAX | 101 |
| 4.4.1 Pruebas básicas API realizadas al fluido Boremax | 102 |
| 4.4.2 Lubricidad de los fluidos Boremax | 103 |
| 4.4.3 Prueba de dispersión usando el sistema Boremax | 103 |
| 4.4.4 Prueba de hinchamiento lineal para el sistema Boremax | 105 |
| 4.5 EVALUACIÓN FLUIDO DE ALTO RENDIMIENTO HIDROGUARD | 105 |
| 4.5.1 Pruebas básicas API realizadas a las diferentes formulaciones del fluido Hidroguard | 105 |
| 4.5.2 Lubricidad de los fluidos Hidroguard | 108 |
| 4.5.3 Prueba de dispersión usando el sistema Hidroguard | 109 |
| 4.5.4 Prueba de hinchamiento lineal para el sistema Hidroguard | 110 |
| 4.6 EVALUACIÓN DEL FLUIDO DE ALTO RENDIMIENTO PERFORMADRIL | 112 |
| 4.6.1 Pruebas básicas API realizadas al fluido Performadril | 113 |
| 4.6.2 Lubricidad de los fluidos Performadril | 114 |
| 4.6.3 Prueba de dispersión usando el sistema Performadril | 115 |
| 4.6.4 Prueba de hinchamiento Lineal | 116 |
| 4.7 EVALUACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALTO RENDIMIENTO BOREMAX, HIDROGUARD Y PERFORMADRIL COMPARADO CON EL LODO BASE ACEITE. | 117 |
| 4.7.1 Pruebas básicas API realizadas los diferentes sistemas | 118 |
| 4.7.2 Lubricidad de los fluidos de alto rendimiento seleccionados. | 119 |
| 4.7.3 Prueba de dispersión para los diferentes sistemas de alto | |

| | |
|--|-----|
| rendimiento y lodo base aceite | 122 |
| 4.7.4 Prueba de hinchamiento Lineal | 123 |
| 4.8 SELECCIÓN DEL FLUIDO DE ALTO RENDIMIENTO | 124 |
| 5. EVALUACIÓN ECONÓMICA | 128 |
| BIBLIOGRAFÍA | 132 |
| ANEXOS | 134 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1. Equipo medidor de lubricidad | 25 |
| Figura 2. Detalle equipo medición de lubricidad (anillo de prueba y bloque) | 25 |
| Figura 3. Clasificación general de los fluidos de perforación. | 29 |
| Figura 4. Clasificación de los polímeros según su carga eléctrica | 31 |
| Figura 5. Historia de producción del Campo Balcón | 38 |
| Figura 6. Localización geográfica del Contrato de Asociación Palermo | 39 |
| Figura 7. Mapa geológico Campo Balcón | 40 |
| Figura 8. Ubicación geológica del Campo Balcón | 41 |
| Figura 9. Sección Transversal Cuenca del Valle Superior del Magdalena | 42 |
| Figura 10. Mapa estructural Campo Balcón | 44 |
| Figura 11. Columna Estratigráfica General Cuenca del Valle Superior del Magdalena | 48 |
| Figura 12. Columna litoestratigráfica generalizada del Campo Balcón | 49 |
| Figura 13. Pozos del Bloque Sur en profundidad vertical | 54 |
| Figura 14. Pozos del Bloque Norte en Profundidad Vertical | 55 |
| Figura 15. Gradientes para el Campo Balcón | 57 |
| Figura 16. Rata de penetración (ROP) vs. % Sólidos | 62 |
| Figura 17. Comparación de diluciones para sistema convencional de lignosulfonato (CSL) y fluidos base agua de alto rendimiento | 64 |
| Figura 18. Comparación de la calidad de la torta de filtrado en | |

| | |
|--|-----|
| un HTHP del sistema Boremax y un sistema convencional base agua. | 66 |
| Figura 19. Prueba de estabilidad de arcilla usando Hidoguard | 72 |
| Figura 20. Broca y ensamblaje de fondo después de viajar a través de una arcilla reactiva usando el sistema Hidroguard | 73 |
| Figura21: Prueba de retorno de permeabilidad Pozo Anadarko | 79 |
| Figura22: Cortes de perforación usando el sistema PERFORMADRIL™ | 85 |
| Figura 23: Calidad de la torta de filtrado del sistema Performadril | 86 |
| Figura 24. Cortes de perforación Balcón 26 | 89 |
| Figura 25. Equipo de Tiempo de Succión Capilar | 90 |
| Figura 26. Resultados de ensayo CST | 91 |
| Figura 27. Probeta compactada con los cortes de perforación del pozo Balcón 26 | 92 |
| Figura 28. Prueba Hinchamiento lineal | 92 |
| Figura 29. Evaluación Prueba tiempo de succión capilar muestras de la formación Villeta | 95 |
| Figura 30. Detalle Master Log Pozo Balcón 26 profundidad 8800 pies. | 96 |
| Figura 31. Evaluación prueba de tiempo de succión capilar para diferentes salmueras potasitas | 100 |
| Figura 32. Porcentaje de dispersión para el sistema Boremax | 104 |
| Figura 33. Curvas de hinchamiento lineal sistema Boremax | 105 |
| Figura 34. Porcentaje de dispersión para el sistema Hidroguard. | 110 |
| Figura 35. Curvas de hinchamiento lineal sistema Hidroguard | 111 |
| Figura 36. Porcentaje de dispersión para el sistema Performadril | 116 |
| Figura 37. Curvas de hinchamiento lineal sistema Performadril | 117 |
| Figura 38. Torta filtrado API y HPHT Boremax 2 | 121 |
| Figura 39. Torta filtrado API y HPHT Hidroguard 3 | 121 |
| Figura 40:..Torta filtrado API y HPHT Performadril 2 | 121 |

| | |
|---|-----|
| Figura 41. Torta porcentaje filtrado HPHT fluido base aceite usado En pozo Balcón 26 | 122 |
| Figura 42 Porcentaje de dispersión para los sistemas de alto rendimiento y lodo base aceite | 123 |
| Figura 43. Curvas de hinchamiento lineal para sistema de alto rendimiento y lodo base aceite | 124 |
| Figura 44. Reología FANN 70 a 200° F para sistema Performadril 2 | 126 |
| Figura 45. Reología FANN 70 a 250° F para sistema Performadril 2 | 127 |

LISTA DE TABLAS

| | |
|--|-----|
| Tabla 1. Sistemas de lodo base aceite | 33 |
| Tabla 2. Descripción litológica de las formaciones del Campo Balcón | 47 |
| Tabla 3. Parámetros críticos para el pozo Balcón 1 | 52 |
| Tabla 4. Problemas potenciales durante la perforación | 53 |
| Tabla 5. Características sección III Pozo Balcón 26 | 58 |
| Tabla 6. Propiedades del lodo utilizadas en el intervalo III (Formación Villeta) | 58 |
| Tabla 7. Formulación sistema de alto rendimiento Boremax™ | 67 |
| Tabla 8. Formulación base para el sistema Hidroguard | 74 |
| Tabla 9. Formulación base para el sistema PERFORMADRIL™ | 82 |
| Tabla 10. Profundidad de los cortes de perforación del Campo Balcón 26 | 94 |
| Tabla 11. Resultados CST para las muestras del pozo Balcón 26 | 95 |
| Tabla 12. Evaluación de CST con diferentes tipos de salmueras | 98 |
| Tabla 13. Formulación fluidos de alto rendimiento Boremax. | 101 |
| Tabla 14. Resultados pruebas básicas API fluido Boremax | 102 |
| Tabla 15. Coeficientes de lubricidad para el sistema Boremax | 103 |
| Tabla 16. Prueba de dispersión para el sistema Boremax | 104 |
| Tabla 17. Formulación fluidos de alto rendimiento Hidroguard | 106 |
| Tabla 18. Resultados pruebas básicas API fluido Tipo I Hidroguard | 107 |
| Tabla 19. Coeficientes de lubricidad para el sistema Hidroguard | 109 |
| Tabla 20. Prueba de dispersión para el sistema Hidroguard | 109 |
| Tabla 21. Formulación fluidos de alto rendimiento Performadril | 112 |
| Tabla 22. Resultados pruebas básicas API fluido Performadril | 113 |

| | |
|--|-----|
| Tabla 23. Coeficientes de lubricidad para el sistema Performadril | 114 |
| Tabla 24. Prueba de dispersión para el sistema Performadril | 115 |
| Tabla 25. Resultados pruebas básicas para los sistemas seleccionados. | 118 |
| Tabla 26. Coeficientes de lubricidad para las formulaciones seleccionadas. | 120 |
| Tabla 27. Prueba de dispersión para los diferentes sistemas de alto rendimiento y lodo base aceite | 122 |
| Tabla 28. Resultados FANN 70 para el sistema Perfomadril 2 | 125 |
| Tabla 29. Costos generados por el lodo base aceite | 128 |
| Tabla 30. Costos generados por el fluido de alto rendimiento Perfomadril | 129 |
| Tabla 31 Costos comparativos para el sistema Perfomadril base aceite | 129 |

LISTA DE ANEXOS

| | |
|---|-----|
| Anexo A. Pruebas básicas API | 135 |
| Anexo B. Determinado N de potasio por el método de la centrifuga | 145 |
| Anexo C. Prueba de difracción de rayos X para los cortes evaluados del Campo Balcón profundidad 8800 pies | 148 |

RESUMEN

TITULO: FORMULACIÓN Y EVALUACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DE BASE AGUA DE ALTO RENDIMIENTO APLICADOS AL CAMPO BALCÓN COMO SUSTITUTOS DE LODO BASE ACEITE*.

AUTOR: ANGELA MARIA MALDONADO BAUTISTA**

PALABRAS CLAVES

Fluidos, Lodos, Base agua, Alto rendimiento, inhibición, Villeta, Lutitas.

DESCRIPCIÓN

El propósito fundamental de esta tesis es encontrar la mejor formulación de lodo base agua de alto rendimiento para proveer la estabilidad química e inhibición a la formación Villeta del campo Balcón, como posible sustituto de fluidos base aceite, teniendo en cuenta criterios técnicos, económicos y ambientales.

Los fluidos probados (BOREMAX, HIDROGUARD Y PERFORMADRIL) mediante pruebas básicas API y ensayos especiales para determinar la inhibición de los diferentes sistemas a los cortes de la formación Villeta del pozo Balcón 26 como Tiempo de Succión Capilar, Hinchamiento Lineal y Dispersión. Las formulaciones escogidas para cada tipo de fluido exhibieron, como características propias de estos sistemas, un alto poder inhibitorio proporcionado por los polímeros específicos de cada sistema y el uso de las sales potásicas; los fluidos mostraron buenas lubricidades, viscosidades plásticas bajas, reologías estables a altas presiones y temperaturas y revoques delgados que mejorarían la hidráulica de perforación. Todas estas características lo postulan como un reemplazo creíble a los fluidos base aceite.

El uso de las formulaciones postuladas para cada sistema, mitigaría el impacto ambiental generado por el manejo y disposición de residuos en lodos base aceite, no tendría mayor restricción, teniendo en cuenta las reglamentaciones ambientales a nivel mundial. Además, ahorraría en costos de operación, tratamiento del lodo y disposición de sólidos, pues tienen los costos de un lodo base agua, con un desempeño similar a lodos base aceite.

*Tesis de Grado

**Facultad de Ingeniarías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleo. Director: Ing. Carlos Montoya. Codirector: Ing. Emiliano Ariza.

ABSTRACT

TITLE: FORMULATION AND EVALUATION OF HIGH PERFORMANCE WATER BASED MUDS TO APPLY TO THE BALCON FIELD FOR SUBSTITUTION OF OIL BASED MUDS*

AUTHOR: ANGELA MARIA MALDONADO BAUTISTA**

KEY WORDS:

Fluids, Water based, high-performance, inhibition, Villeta, Lutitas.

DESCRIPTION:

The fundamental purpose of this thesis is to find the best formulation of high-performance water based to provide the chemical stability and inhibition to the Villeta formation of the Balcón field, as a possible substitute of oil based mud, keeping in mind technical, economic and environmental approaches.

The tested fluids (BOREMAX, HIDROGUARD AND PERFORMADRIL) by means of basic API tests and special tests to determine the inhibition of the different systems to the Villeta formation cuts of the Balcón 26 well as Capillary Suction Time, Lineal Swell meter and Shale dispersion. The chosen formulations for each type of fluid exhibited, as characteristic of these systems, a high inhibitory potential provided by specific polymers of each system and the use of the potassic salts; the fluids showed good lubricities, low plastic viscosities, stable rheological properties with high pressures and temperatures and thin cakes that would improve the perforation hydraulics. All these characteristics postulate it as a believable substitution to the fluids oil based muds.

The use of the formulations postulated for each system, would mitigate the environmental impact generated by the handling and disposition of residuals in muds base it oils, he/she would not have bigger restriction, keeping in mind the environmental regulations at world level. Also, it would save in operating costs, treatment of the mud and disposition of solids, because they have the costs of a mud it bases it dilutes, with a similar acting to muds base oils.

*Undergraduate Project

** Physiochemical Engineering Faculty. Engineering School. Director: Eng. Carlos Montoya.
Codirector: Eng. Emiliano Ariza.

INTRODUCCIÓN

En la perforación de pozos petroleros es común encontrar formaciones lutitas que en su composición contienen minerales arcillosos reactivos con el agua. La presencia de agua en los fluidos de perforación provoca la hidratación de dichos minerales, generando un hinchamiento, que desencadena en una serie de problemas para el pozo, que incluyen, reducciones del diámetro del hueco, aumento en las probabilidades para el embotamiento de la sarta de perforación y la desintegración de las superficies de estas rocas, incrementando el contenido de sólidos dentro del lodo por efectos de dispersión; estos factores incrementan significativamente los costos de la operación.

Los inconvenientes asociados con lutitas han sido comunes durante la perforación de los pozos del campo Balcón, presentándose la mayor inestabilidad en la formación Villeta, por esta razón se ha optado por la utilización de lodos base aceite para esta zona, aumentando de esta manera los costos asociados al fluido y tratamiento por los sistemas de regulaciones ambientales.

El propósito fundamental de esta tesis es evaluar sistemas de lodos base agua de alto rendimiento, desarrollados por la compañía Baroid Halliburton e implementada en otros campos del mundo que han dado muy buenos resultados desde el punto de vista de inhibición de arcillas y compararlos con el rendimiento de lodo base aceite; este trabajo se desarrollara mediante pruebas de laboratorio como hinchamiento lineal, tiempo de succión capilar y dispersión de arcillas, para así obtener la formulación óptima e implementar estos sistemas si se obtienen buenos resultados, con el propósito de reducir costos de operación e impactos ambientales.

1. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El termino fluido comprende líquidos , gases o mezclas de estos, constituyente de la fase continua del lodo, en la cual se encuentran sólidos en suspensión, materiales como polímeros, sales y gases en solución que proporcionan las propiedades necesarias para un óptimo desempeño del fluido en al perforación.

1.1 PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

1.1.1 Densidad. Es el peso de un volumen de un fluido expresado en libras por galón (lpg), libras por pie cúbico (lb/ft^3), gramos por centímetro cúbico (g/cm^3), kilogramo por metro cúbico (kg/cm^3) o gradiente como libras por pulgada cuadrada por cada mil pies de profundidad ($\text{psi}/1000\text{ft}$).

Esta propiedad esta relacionada con el porcentaje y peso de los sólidos presentes en el fluido, partiendo de este criterio se controla la presión hidrostática ejercida por la columna del líquido para controlar las presiones de formación y no exceder el gradiente de fractura. Para la medición de la densidad se utiliza la balanza de lodos.

1.1.2 Reología. La reología esta relacionada con los esfuerzos cortantes generado por el lodo mientras este fluye y el comportamiento del mismo en 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. Estas propiedades son:

Viscosidad Aparente (VA): Es una medida relativa a la resistencia del fluido a fluir. Por efectos de adhesión y cohesión proporcionado por la atracción entre las moléculas y el comportamiento de las partículas suspendidas en el fluido de perforación.

Viscosidad Plástica (VP): Es una medida absoluta de la resistencia al flujo, debido a la fricción mecánica de los sólidos dispersos en el lodo determinado por la cantidad, tamaño y forma de estos y la viscosidad de la fase continua. Un aumento en Vp significa un aumento en el contenido de sólidos y/o una reducción en el tamaño de estos. El control se hace con dilución.

Según la definición: Viscosidad = $\frac{\text{Esfuerzo de Corte}}{\text{Velocidad de Corte}}$

$$V_p = \frac{(\text{lect 600} - \text{lect 300}) \frac{\text{lbs}}{100 \text{ pie}^2} \times 5.11 \frac{\text{dyn}}{\text{cm}^2}}{(600 - 300) \frac{\text{rpm}}{\text{rpm}} \times 1.7 \frac{\text{sec}^{-1}}{\text{rpm}} \frac{\text{lbs}}{100 \text{ pies}^2}}$$

$$V_p = \frac{(\text{Lect 600} - \text{Lect 300})}{300} \times 3 \frac{\text{poise}}{1 \text{ poise}} \times \frac{100 \text{ cp}}{1 \text{ poise}}$$

$$V_p (\text{Cp}) = \text{Lect 600} - \text{Lect 300}$$

Punto de Cedencia (YP): Es la resistencia al flujo originada por la atracción de las cargas eléctricas sobre las superficies de las partículas dispersas en el lodo. Es una función del tipo de sólidos y las cargas con ellos asociadas, concentración de estos sólidos y de la naturaleza iónica de las sales disueltas presentes en el fluido.

Es la propiedad que nos da la capacidad de transporte de los cortes de perforación. En un fluido No-Newtoniano se deberá aplicar una fuerza determinada para iniciar el flujo, esta fuerza es el punto cedente.

$$Y_p = (\text{Lect } 300 - V_p) \text{ lb}/100 \text{ ft}^2$$

$$Y_p = (2 \text{ Lect } 300 - \text{Lect } 600) \text{ lb}/100 \text{ ft}^2$$

Se utilizan para evaluar las propiedades de flujo, capacidad de limpieza del hueco y características de adelgazamiento por corte.

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.

Resistencia de gel: Es la medida de las fuerzas interparticulares en el fluido a condiciones estáticas. Es de vital importancia mantener los sólidos en suspensión cuando se ha parado la circulación en la operación. Estas resistencias de gel son medidas en intervalos de 10 segundos, 10 minutos y 30 minutos en un viscosímetro.

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 fluido en el pozo es mayor que la presión de la formación, cierta proporción de la fase líquida del lodo se filtra a través de las paredes permeables del pozo hacia el interior de las formaciones, generando un revoque o torta con la fase sólida en la parte exterior del pozo.

Existen dos tipos de filtrado en el pozo; el estático en donde el lodo está en reposo y el espesor de la torta aumenta con el tiempo y el filtrado dinámico cuando el lodo está en movimiento, la torta es más delgada pero la pérdida de fluido es mayor.

Se tienen varios métodos para determinar el filtrado a un fluido de perforación, el filtrado API a presiones moderadas de presión (100 psi) y temperatura ambiente el filtrado de alta presión alta temperatura (HPHT) a condiciones de 500 psi y 250 °F, el filtrado PPT a condiciones de 1000 psi o más y 250 °F o más y el FANN 90 que es una filtración dinámica a alta presión y alta temperatura.

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 medida es importante para determinar la estabilidad de la emulsión y se llama estabilidad eléctrica.

1.1.5 Alcalinidad. Las valoraciones de alcalinidad determinan las concentraciones de iones hidroxilo (OH⁻), bicarbonato (HCO₃⁻) y carbonatos (CO₃²⁻) midiendo la cantidad de ácido requerido para reducir el PH. Los boratos, silicatos, fosfatos, sulfatos y ácidos orgánicos (como el lignito) también pueden entrar en la valoración y/o los cálculos del tratamiento, con base en los valores de alcalinidad.

La alcalinidad es la potencia de combinación de una base, medida por la cantidad de ácido que puede reaccionar para formar una sal. En la ingeniería de lodos, la alcalinidad por medio de fenolftaleína es indicada por el número de milímetros de H₂SO₄ 0,02 N (lodos base agua) requeridos para valorar un mililitro de filtrado (Pf) o lodo (Pm), reduciendo el pH hasta 8,3. La alcalinidad de filtrado de anaranjado de metilo (Mf) mide el ácido requerido para reducir el pH hasta 4,3.

1.1.6 PH del lodo. El valor de pH se usa para determinar la acidez o basicidad de las soluciones. El valor de pH se define como el logaritmo negativo de la concentración de iones hidrógeno. Bajos valores de pH corresponden a una acidez creciente y altos valores de pH corresponden a una alta basicidad. Un cambio de una unidad de pH corresponde a un aumento de diez veces la concentración de iones hidrógeno.

En general los lodos de perforación deben ser alcalinos con valores de 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 reológicas.

1.1.7 Lubricidad. Es la disminución de la resistencia a la fricción de la sarta a la rotación y al movimiento vertical del pozo (torque y arrastre), incrementando la vida útil de la broca y la sarta. La fricción puede suceder entre la sarta y el revestimiento o las paredes del hueco.

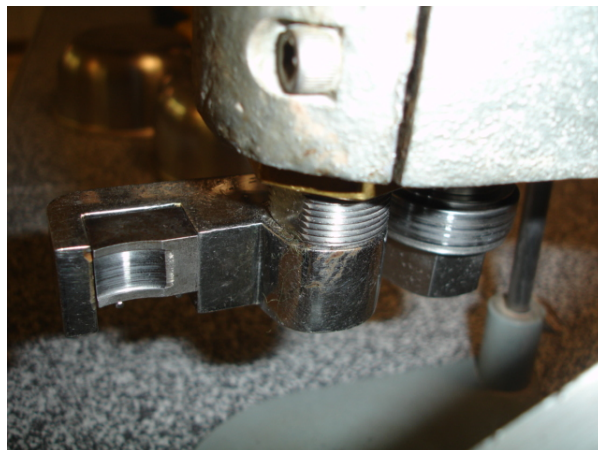
Para evaluar en el laboratorio la lubricidad de un lodo se utiliza un equipo especial medidor de lubricidad llamado lubricity tester que puede simular la rotación de la tubería bajo las condiciones de presión a las que se encuentran sometida en el pozo.

Figura 1. Equipo medidor de lubricidad



Estos datos se han corroborado por comparaciones entre resultados de laboratorio y campo. Este equipo mide el coeficiente de fricción entre el anillo de prueba y el bloque.

Figura 2. Detalle equipo medición de lubricidad (anillo de prueba y bloque)



1.2 FUNCIONES DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN

Este fluido empleado en la perforación es diseñado para desempeñar funciones específicas para mejorar la eficiencia de la operación, mitigando impactos ambientales, daños a las formaciones perforadas y mantenimiento de la eficiencia de los equipos. Entre las principales funciones del lodo se cuentan:

1.2.1 Transporte y suspensión de cortes generados durante la perforación.

Cuando la broca perfora a través de las formaciones se generan cortes, en algunas ocasiones estos se derrumban. Debido a que estos cortes son más densos que el fluido, tienden a depositarse en el fondo del pozo. Para la remoción de estos cortes se utiliza un movimiento ascendente del fluido en 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 acumularan en el anular, incrementado presiones, torque e hidrostática y en otros casos ocasionando pegas, perdidas de circulación y disminución de la rata de penetración.

Cuando el lodo no esta 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 tixotropías.

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 desplazamientos 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. Además 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 perforaban 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 densidad adecuada de lodo y la generación de una pared delgada, estable y consistente denominada torta o revoque.

1.2.5 Suspensión de la sarta y el revestimiento. Ayuda a soportar enormes pesos a la torre de perforación de la sarta de perforación y revestimiento, por el 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 de vital importancia la evaluación precisa de las propiedades físicas y químicas de la formación y sus fluidos corriendo registros eléctricos y para este proceso es útil que la

conductividad del lodo sea diferente a la de los fluidos presentes en la formación para no causar erosión química ni física en las paredes del hueco.

1.2.7 Transmisión de energía hidráulica a la sarta y broca. Las bombas en superficie proporcionan energía hidráulica para maximizar la tasa de penetración. El lodo que sale a velocidades altas por la boquilla 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.

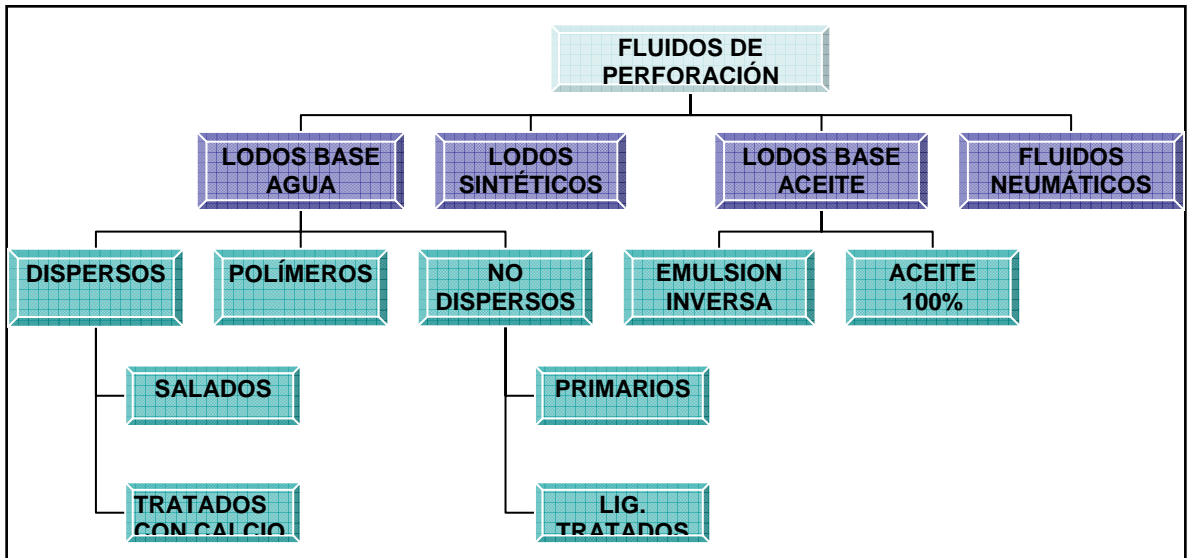
La energía hidráulica generada por el lodo se utiliza también para accionar los motores de fondo para hacer girar la broca y herramientas como el MWD y LWD, utilizados en pozos direccionales, horizontales y normales cuando se busca verticalidad total.

1.3 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Dependiendo de los requerimientos ambientales, económicos y operacionales en la perforación, existe variedad para la elección del lodo de perforación que satisfaga las necesidades de la operación.

Los lodos se clasifican de acuerdo a su fase continua o base entre ellas están los lodos base agua, base aceite y fluidos neumáticos o dependiendo de los aditivos que lo constituyen.

Figura 3. Clasificación general de los fluidos de perforación.



Fuente: Revista World Oil, 98

1.4 LODOS BASE AGUA

La fase continua es el agua y para complementar las propiedades requeridas se utilizan aditivos como densificantes, viscosificantes, dispersantes, controladores de filtrado, material de puenteo entre otros.

Estos lodos son los más utilizados debido al menor costo de operación y para minimizar el impacto ambiental. Se clasifican en:

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

- Lodos Salados. Su fase continua es una salmuera. Son utilizados generalmente para formaciones con un alto contenido de lutitas hidratables que tienden a desestabilizarse y derrumbarse en contacto con el agua, necesitando inhibición

proporcionada por los iones disueltos en la salmuera. Las sales más utilizadas en la preparación de estos fluidos son el cloruro de sodio (CaCl), cloruro de sodio (NaCl) y cloruro de potasio (KCl) o agua de mar.

- Lodos Tratados con calcio. El calcio es usado en los lodos de perforación para evitar la desestabilización de las lutitas, derrumbamiento del hueco y previene el daño de formación. La cal hidratada (hidróxido de calcio), yeso (sulfato de calcio) y cloruro de calcio son los principales aditivos de estos sistemas. Resistente a la contaminación de sal y anhidrita, pero son susceptibles a la gelificación y solidificación a altas temperaturas.

1.4.2 Sistemas No Dispersos. Estos lodos no contienen aditivos químicos para controlar las propiedades del lodo, utilizados para perforar pozos someros o en etapas primarias de pozos más profundos. Algunos autores lo consideran como lodos que tienen poco tratamiento químico.

Estos lodos son ineficaces a medida que aumenta la profundidad, temperatura y contaminación de sólidos. Se clasifican en:

- Lodos Primarios. Utilizados al iniciar la perforación. Constituido por agua, bentonita y cal hidratada (Hidróxido de sodio). Poseen una tolerancia muy baja a la contaminación por sólidos y otras sustancias. Ejemplos: Spud Muds (Lodos de inicio), Bentonita extendida.
- Lodos ligeramente tratados. Presentan un cierto grado de tratamiento para suministrar las propiedades necesarias en la perforación como capacidad de arrastre, control de pérdidas de filtrado y densidad.

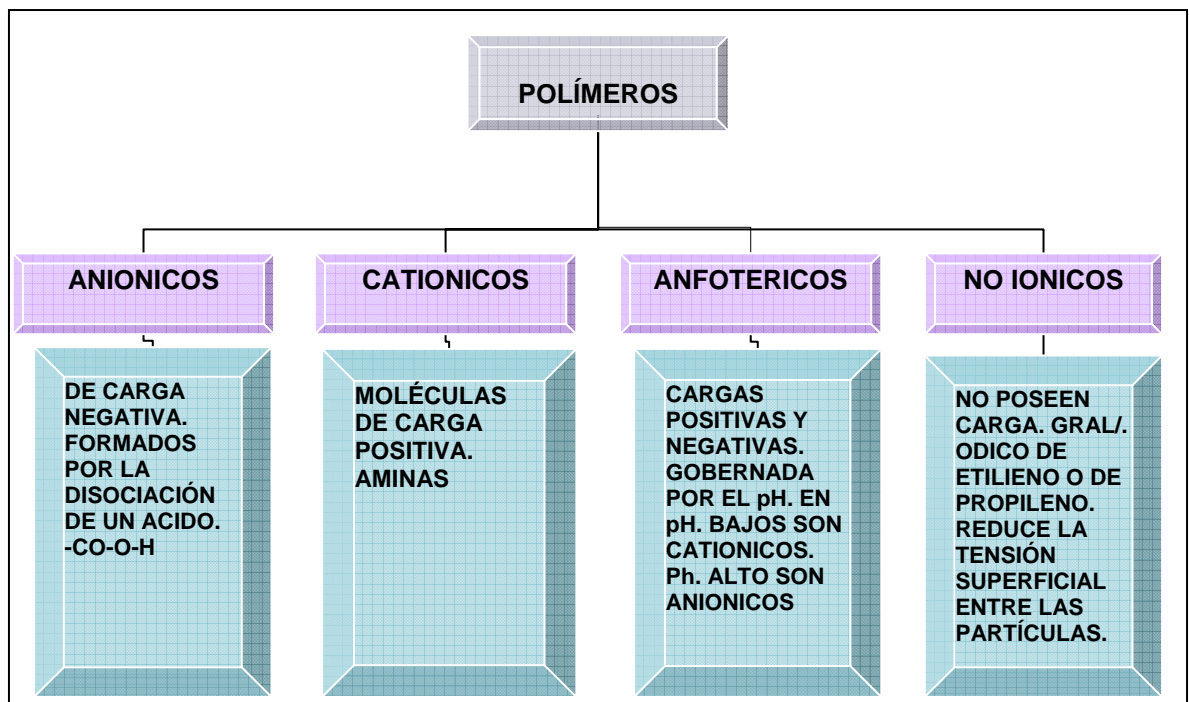
1.4.3 Lodos Polímeros. Fluidos constituidos por una mínima cantidad de bentonita, polímeros de cadena larga y alto peso molecular. La mayoría de polímeros empleados en la industria petrolera tienen un rango de operación menor

a 300 ° F, soluble en agua, aceite y soluciones salinas. Especialmente en fluidos de completamiento y fracturamiento.

Los polímeros son susceptibles a degradación por factores como calor, degradación mecánica, oxígeno, ataques biológicos, ácidos, sales 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; Incrementan la viscosidad del lodo; Reducen la pérdida de filtrado y son utilizados como floculantes y defloculantes.

Figura 4. Clasificación de los polímeros según su carga eléctrica



Fuente: Baroid

1.5 LODOS BASE ACEITE

Fluidos cuya fase continúa o externa es un aceite como diesel o aceite mineral o una proporción de agua que se encuentra emulsionada. Se utiliza en casos donde se requiera una alta estabilidad del fluido e inhibición, en pozos de alta temperatura, huecos profundos, pegas y desestabilización de hueco. Son más costosos que los fluidos de perforación base agua por sus componentes y la disposición final de los sólidos, generando mayor contaminación.

Los lodos base aceite 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 las propiedades. Estos lodos ofrecen máxima lubricidad reduciendo torque y arrastre, protección excepcional contra la corrosión, al mismo tiempo que 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. Sistemas de lodo base aceite

| Sistema | Aplicación |
|---------------------------|---|
| Emulsión firme o apretada | Para uso general y en áreas de altas temperaturas de hasta 500°F (260°C) |
| Filtrado relajado (FR) | Para proveer más altos índices de perforación |
| Aceite 100% | Para uso como fluido no perjudicial de extracción de núcleos y perforación |
| Alto contenido de agua | Para reducir la retención de aceite en los recortes; usado principalmente en zonas costa afuera que son ambientalmente sensibles. |

Fuente: Manual de fluidos Baroid.

1.5.1 Sistemas de emulsión firme. Una emulsión inversa es una emulsión de agua en aceite en la que el agua dulce o agua salada constituye la fase dispersa y el aceite diesel, crudo u otro aceite constituye la fase continua. El agua aumenta la viscosidad y el aceite reduce la viscosidad.

Los sistemas de emulsión firme ofrecen estabilidad a alta temperatura y tolerancia a los contaminantes. Estos sistemas usan altas concentraciones de emulsificantes y agentes controladores 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 Sistemas 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 provee 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 cm. 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 anhidrita, estabilidad a altas temperaturas, alto poder inhibitorio y estabilizador de shale y valores altos de lubricidad lo perfilan para ser usados para pozos con estos problemas.

1.5.4 Sistemas con alto contenido de agua. Los sistemas de alto porcentaje de agua fueron desarrollados para ser utilizadas 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 un 45 % el aceite remanente en los recortes. Los sistemas de alto porcentaje de agua no son recomendados a temperaturas superiores a 250°F

1.6 LODOS SINTÉTICOS

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

1.7 FLUIDO NEUMÁTICO

En zonas en las que se presenta altas perdidas de circulación o zonas en las que se requiere una técnica de perforación por debajo del balance de presión (underbalance), es necesario utilizar fluidos de perforación que tengan muy baja densidad, constituidos 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 remueva hasta superficie.

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

2. GENERALIDADES DEL CAMPO BALCÓN

2.1 RESEÑA HISTÓRICA

El Contrato de Asociación de Palermo, fue concedido a HOCOL en 1984 y tiene como fecha de expiración el 30 de Abril del 2012. Firmado con la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL S.A., cubriendo un área de 177 kilómetros cuadrados, con porcentajes de participación divididos en el 50% para HOCOL y el 50% para ECOPETROL. Tres campos fueron descubiertos dentro del área del contrato: Campo San Francisco, Campo Balcón y Campo Palermo.

El campo Balcón, fue descubierto en el año 1988 con el pozo exploratorio Balcón-1, produciendo gas y condensado de la Formación Caballos, posteriormente se delimitó el campo con los pozos Balcón - 2, 3, 4, 5, 6, 7 y el pozo Colombina-1. Pero se cree que el verdadero potencial del yacimiento, se encuentra en el miembro Tetuán, al igual que en el campo San Francisco, donde el verdadero potencial del yacimiento sólo se conoció hasta 1995, con la realización de un proyecto orientado a conocer y evaluar la Formación Villeta, donde se consideró la evaluación detallada de la prospectividad del miembro Tetuán. A esto se le ha sumado que las calizas existentes en esta formación hayan incrementado los volúmenes de producción del campo San Francisco, lo cual se espera conseguir de igual manera en el campo Balcón.

En la actualidad el campo Balcón tiene 6 pozos productores Balcón 17, 18, 19, 20, 21 y 23, en evaluación actualmente esta el pozo Balcón 26, los cuales se encuentran completados en la Formación caballos.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO

El yacimiento esta clasificado como un yacimiento Subsaturado, cuya presión inicial es de 4388 psi @ 8000 Ft, superior a la presión del punto de burbuja de 1705 psi. Su principal mecanismo de producción es la expansión de gas en solución con un limitado soporte acuífero.

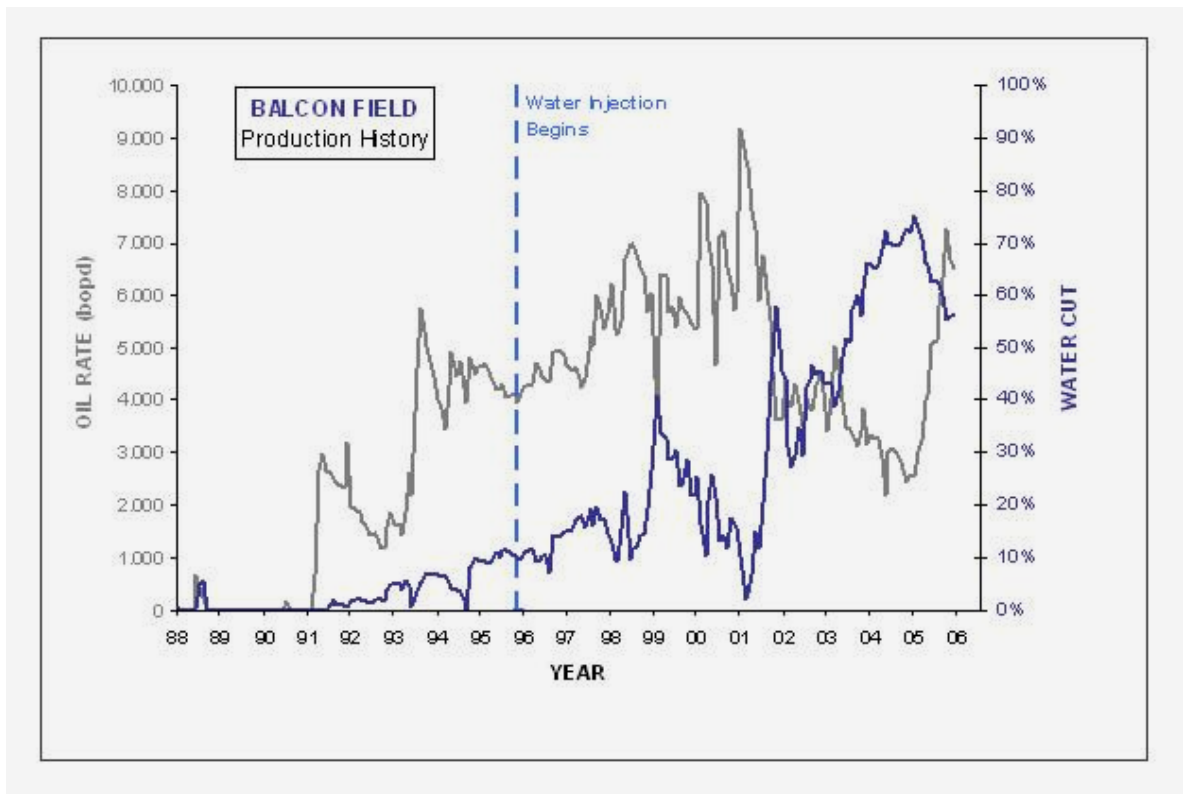
El crudo del campo Balcón producido en la formación Caballos es un crudo con una gravedad API de 34 grados, con precipitación de Parafinas y asfáltenos. El agua de formación presenta una salinidad que se encuentra en un rango de 35000 - 38000 ppm de cloruros. El yacimiento presenta una porosidad promedio del 12%, saturación inicial de petróleo en un rango de 74 al 85 % y permeabilidades del orden de 40 a 108 md.

Un proyecto de inyección de agua fue iniciado en 1996, aumentando el factor de recobro en un 16%, manteniendo presurizado el yacimiento. Esto ha incrementado en alrededor de 10 MMBO (grueso) las reservas.

El gas producido es utilizado para la generación de energía eléctrica de los campos Balcón y San Francisco y como insumo en la implementación del proyecto WAG del campo San Francisco.

La historia de producción acumulativa del campo de Balcón hasta el día 25 de diciembre de 2005 es 23.01 MMBO, mientras que la producción promedio diaria es de 3.36 MBO/día.

Figura 5. Historia de producción del Campo Balcón

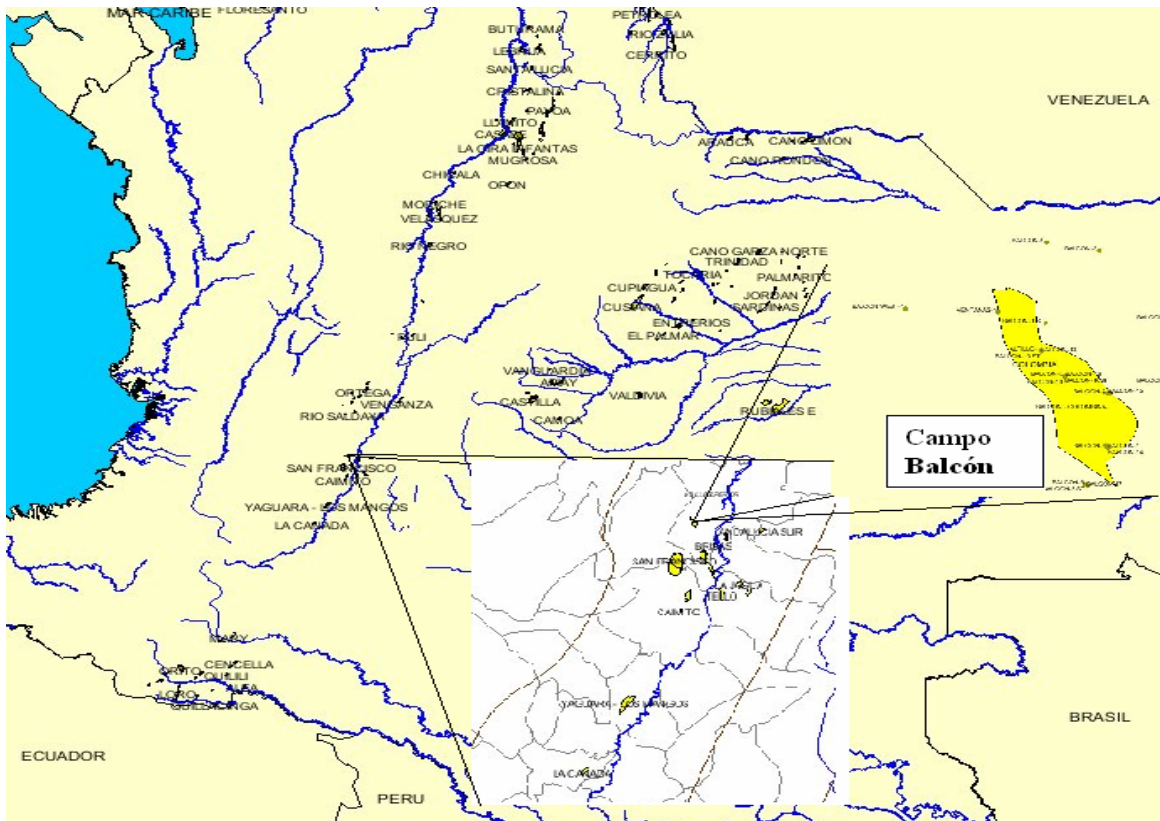


Fuente: HOCOL

2.3 UBICACIÓN GEOGRAFICA

El Campo Balcón se encuentra ubicado en la subcuenca de Neiva del Valle Superior del Magdalena, en el municipio de Aipe aproximadamente a unos 26 Km al noroeste (NW) de la ciudad de Neiva (Huila).

Figura 6. Localización geográfica del Contrato de Asociación Palermo

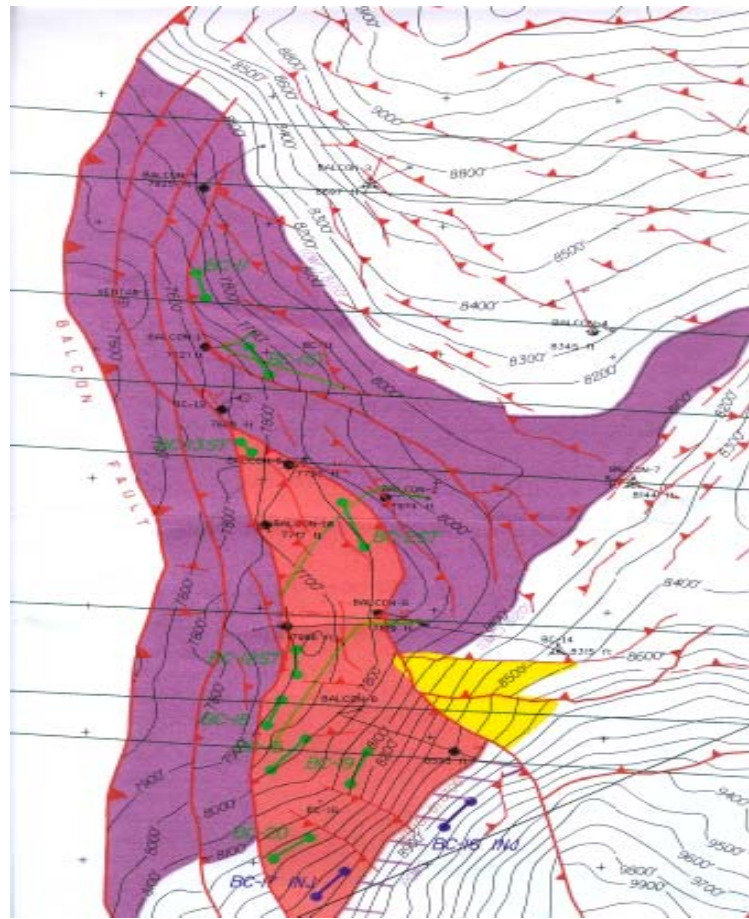


Fuente: Banco de Información Petrolera

2.4 GEOLOGIA DEL CAMPO

En el subsuelo del campo Balcón, se encuentran rocas de edad terciaria y Cretácica. La sección superior del Cretácico (Formación Caballos y Villeta) contienen dos niveles arenosos productores de petróleo y gas; esta sección de la columna esta constituida principalmente por rocas siliciclásticas depositadas en ambientes continentales a marinos, con un espesor promedio de 2000 pies.

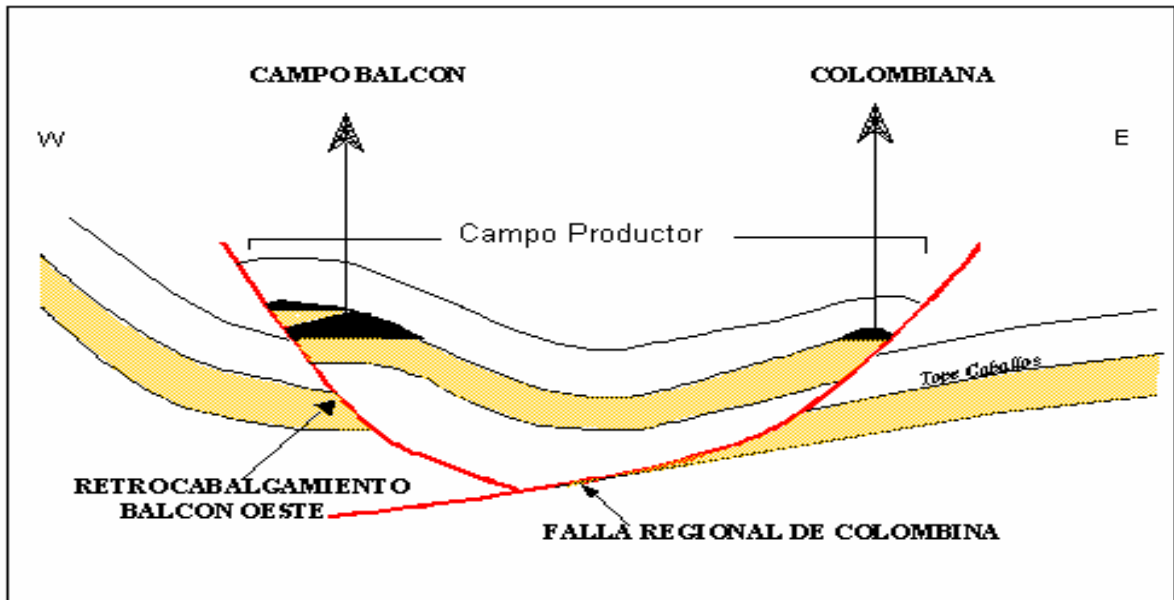
Figura 7. Mapa geológico Campo Balcón



Fuente: HOCOL

2.4.1 Ubicación geológica del Campo Balcón. La estructura Balcón, en orientación N-S, esta sobre un bloque fallado cerca al eje sinclinal de la parte norte de la cuenca de Neiva. Esta limitada al occidente por una falla inversa de alivio, con orientación NNW-SSE, asociada a la gran falla de cabalgamiento DINA - Tello convergencia al Oriente.

Figura 8. Ubicación geológica del Campo Balcón



Fuente: HOCOL

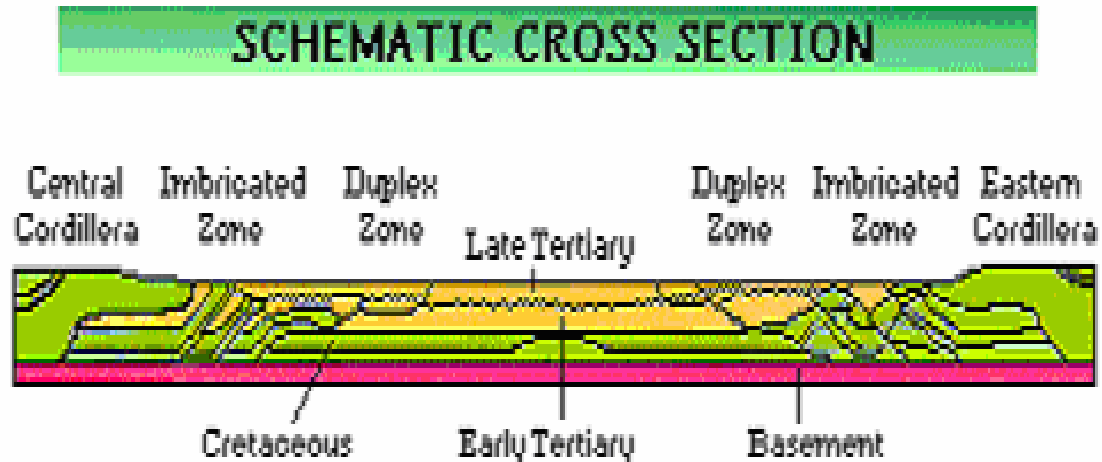
2.4.2 Geología estructural de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena. La configuración actual del Valle Superior del Magdalena es el resultado de una serie de eventos que se sintetizan así: Según (Mojica y Franco, 1990).

En el Terciario temprano, un esfuerzo compresional levanta la Cordillera Central y forma dos cuencas someras; una en la actual región de la Cordillera Central y otra en la región actual de la Cordillera Oriental y Llanos Orientales. Durante el Oligoceno medio tardío, se forma el sistema de fallas de Chusma. El proceso sedimentario continúa hasta el Mioceno Superior (10 millones de años), con desarrollo de fallas normales (Garzón-Suaza).

Hace unos 5 millones de años se inició un proceso de compresión e inversión estructural (Orogenia Andina) que formó las estructuras actuales del Valle Superior del Magdalena que ha sido descrita como un Sinclinal producto de la compresión generada por los episodios tectónicos.

Las rocas Cretáceas y Pre-Micénicas son deformadas, creando grandes estructuras denudadas hasta su completa peneplanización. Esto sucede hasta el Oligoceno Medio Tardío; durante el Oligoceno tardío y Post-Mioceno se sucede una reactivación de estas fallas, creando estructuras que se manifiestan en la formación Honda (Mioceno). Las estructuras anticlinales se encuentran falladas a lo largo de fallas inversas con altos ángulos.

Figura 9. Sección Transversal Cuenca del Valle Superior del Magdalena



Fuente: Banco de Información Petrolera.

2.4.3 Geología estructural Campo Balcón. En el sector de Balcón, se identifican los siguientes elementos estructurales mayores:

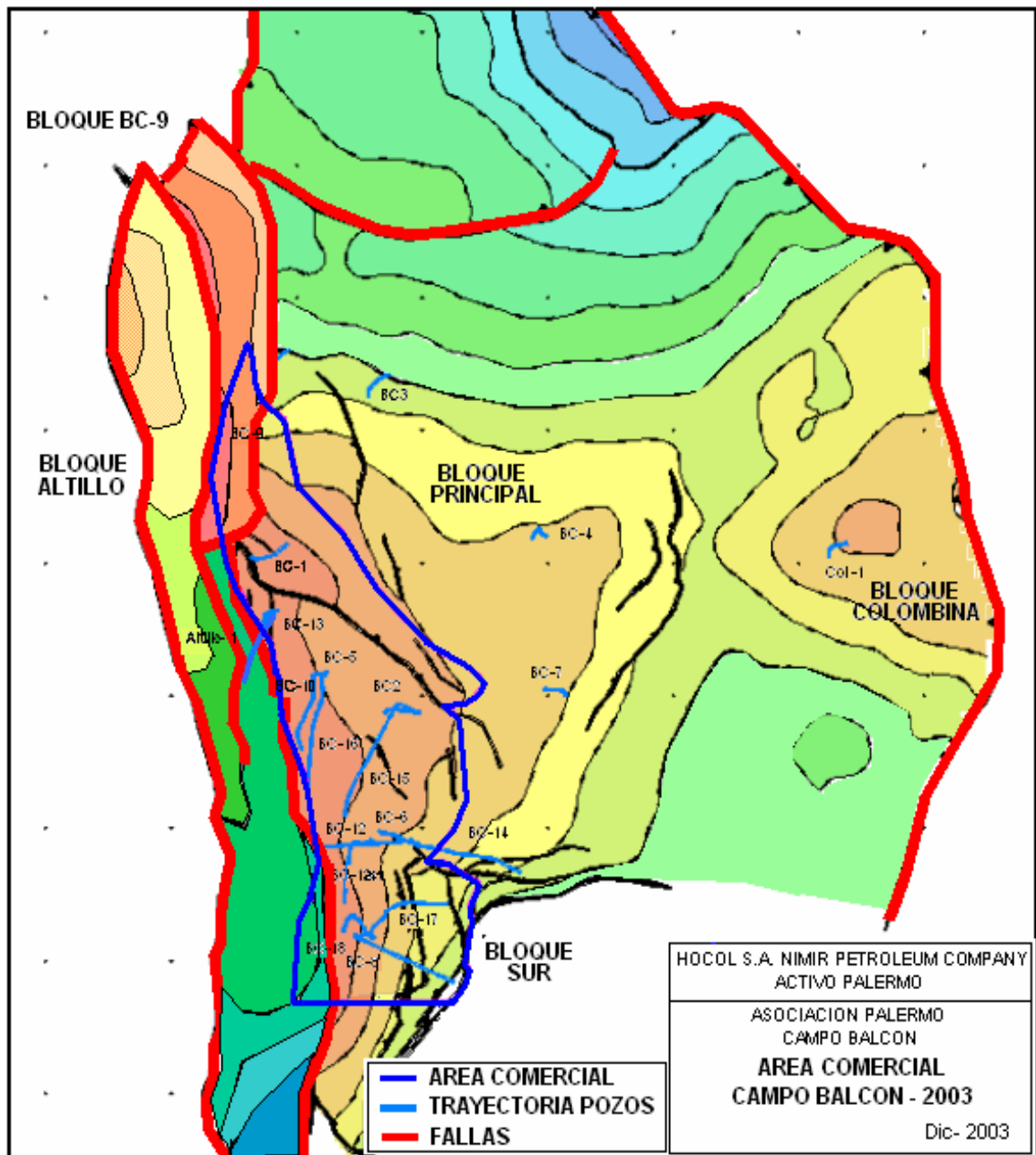
- Falla de Retrocabalgamiento
- Levantamientos Corticales con escamacion gruesa o de tipo Laramido
- Sistema de fallas de Chusma
- Cinturones Plegados y Cabalgados
- Falla de cabalgamiento DINA-Tello
- Falla Inversa de Alivio

- Sistema de fallas de Garzón-Suaza

La estructura que contiene los hidrocarburos en el Campo Balcón corresponde a un anticlinal con orientación Norte-Sur limitado por dos fallas de cabalgamiento, la estructura general corresponde a un bloque levantado por los efectos del cabalgamiento. En sus límites Este y Oeste, en superficie aflora la Formación Honda con buzamientos de 10° a 19° al este y que enmarca las infraestructuras infrayacentes.

La cuenca Neiva se caracteriza por el sistema de fallas de cabalgamiento de Chusma con orientación Noreste - Sureste y por el amplio anticlinal de San Francisco, conformado por el basamento en su núcleo. En la parte central de la cuenca de Neiva está desarrollado un cinturón de cabalgamientos imbricados, que son truncados progresivamente hacia el oriente por la discordancia de edad Mioceno y por las formaciones suprayacentes Barzalosa y Honda. Continuando hacia el oriente, las formaciones Barzalosa y Honda suprayacen directamente al basamento en el alto de Natagaima / Pata. En los sinclinales y en el bloque yacente del sistema de cabalgamientos de Chusma se preserva completa la sección del Cretáceo y del Eoceno / Oligoceno. La formación Caballos y otras rocas más antiguas afloran en la parte sur de la cuenca.

Figura 10. Mapa estructural Campo Balcón



Fuente: HOCOL

2.5 ESTRATIGRAFÍA GENERAL

El campo Balcón, comprende dos yacimientos principales: Las areniscas cuarcíticas de la Formación Caballos depositadas durante el Cretácico, entre Aptiana y Albiano medio y las arcillas de la Formación Villeta depositadas durante el Cretáceo entre Albiano tardío a Cenomaniano. Pero consta de una Estratigrafía de un considerable volumen, según se hace referencia a continuación. Basados en los estudios desarrollados en el área por la compañía operadora HOCOL. Utilizados como fuente para la clasificación mencionada.

- Formación Honda. Secuencia clástica gruesa de edad Mioceno Medio a Superior depositada en abanicos aluviales entremezclados, y sistemas de ríos trenzados (espesores mayores a 2500 m).
- Formación Barzalosa. Son las capas rojas fluviales del oligoceno más superior o del mioceno más inferior (50 – 300 m).
- Secuencia neógena. Esta es una secuencia gruesa no-marinas, depositadas después de la principal fase de deformación (Orogenia calima). Históricamente ha sido dividida en las tres unidades que se describirán mas adelante, la formación Doima generalmente incluida en el grupo Gualanday (Pre-neógeno) podrían también pertenecer a esta secuencia.
- Formación Teruel (formaciones Chicoral y Potrerillo del grupo Gualanday). Es una secuencia molásica sinorogénica de edad Eoceno superior - Oligoceno inferior, compuesta por sedimentos clásticos fluviales gruesos depositados en abanicos aluviales entremezclados y en llanuras de inundación trenzadas. Estos depósitos reposan para-conformes sobre las capas rojas de Guaduala, siendo más gruesos al occidente (3000 m.) y de adelgazamiento, rápidamente hacia el oriente (1100 m.).
- Grupo Guaduala (Formación San Francisco). Las areniscas de Monserrate, gradan verticalmente hacia capas rojas de ambiente parálico a no-marino de edad Maestriciano - Paleoceno que se adelgazan hacia el oriente de 1200 a

400 m, y pertenecen al grupo Guaduala. Estas y las rocas suprayacentes están separadas por el hiato del paleoceno tardío al Eoceno temprano.

- Formación Monserrate (Guadalupe). Durante el Campaniano ocurrió una regresión marina de gran importancia en la parte norte de los Andes, dejando como testimonio la depositación de cuarzo arenitas marinas de grano fino con un espesor de 150 a 200 m. Estas areniscas de la formación Monserrate de edad Campaniano - maestriciano se depositaron en un ambiente costero (dominado por mareas) que programaba hacia el norte.
- Formación Villeta. Esta formación tiene un espesor promedio de 2000 pies aproximadamente, constituida por lutitas con menores intercalaciones de caliza, con ocasionales intercalaciones de arenisca y arcillolita en la parte superior y altos contenidos de material orgánico, su ambiente deposicional es marino poco profundo de ambiente reducido (poca energía, poco oxígeno), de amplia extensión regional es considerado la principal roca generadora de hidrocarburos en la cuenca. Se divide en cuatro formaciones, a saber: Aico, La Luna, Bambuca y Tetuán.
- Formación Caballos. Esta formación tiene un espesor promedio de 1500 pies aproximadamente, consta de tres niveles, el superior e inferior son de naturaleza fosfática y el nivel intermedio que es una arcilla de origen marino. Se le ha asignado una edad entre Aptiana y Albiano medio, las areniscas de la formación Caballos Superior (VKb), se depositó en un ambiente fluvo-deltaico, siendo el yacimiento más importante del campo.

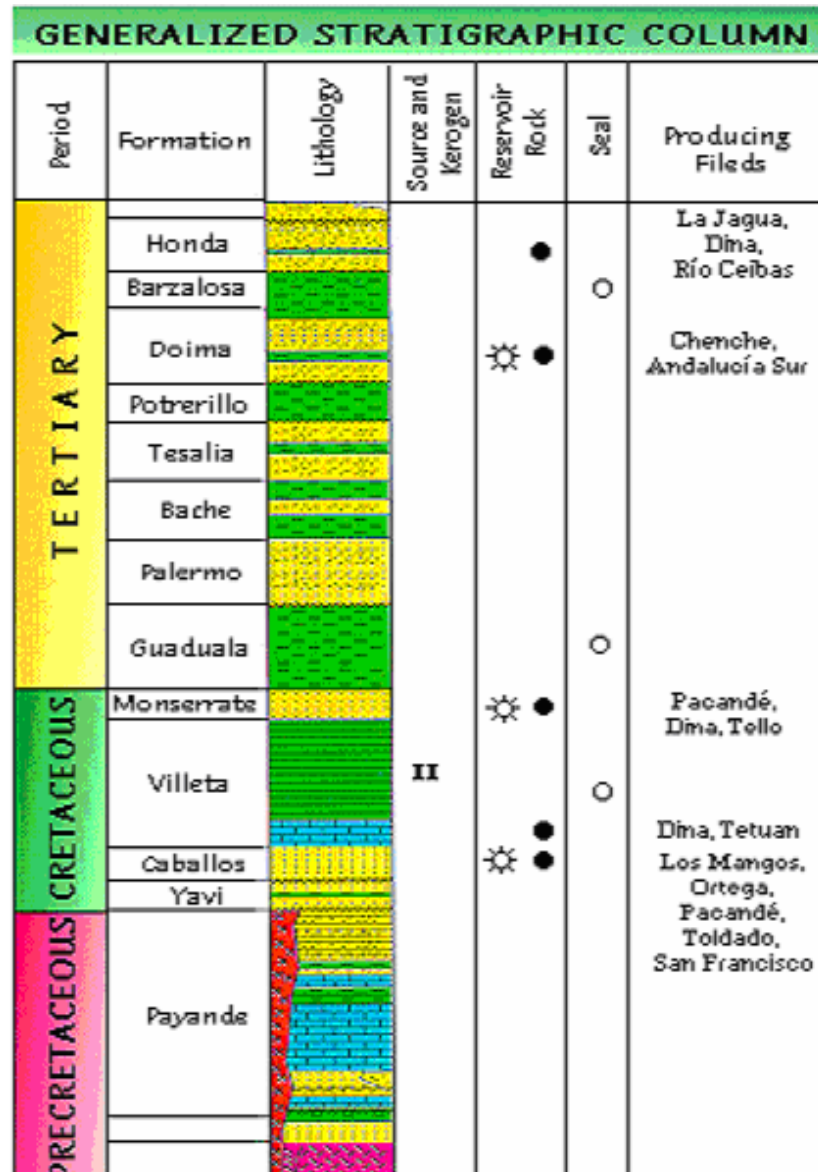
En general, las rocas almacenadoras del campo están constituidas por areniscas cuarzosas de tamaño de grano variable y por arcillas ricas en materia orgánica, que tienen una amplia extensión regional y es considerada la principal roca generadora de hidrocarburos en la cuenca. Su edad se estima del Cretáceo, entre Albiano medio a Coniaciano.

Tabla 2. Descripción litológica de las formaciones del Campo Balcón

| FORMACION | LITOLOGIA |
|-------------------|---|
| HONDA | Arena conglomeratica a conglomerado, intercalaciones menores de arcilla |
| CHICORAL | Conglomerado con intercalaciones menores de arcilla |
| TERUEL | Arena con intercalaciones de arcillosita y menores de limonita |
| SAN FRANCISCO | Arcillosita con intercalaciones de arena y menores de limonita |
| MONSERRATE | Arena con intercalaciones de chert y caliza |
| VILLETA - AICO | Lutitas y paquetes de areniscas hacia la base |
| VILLETA - LA LUNA | Lutita calcárea y no calcárea hacia la base con intercalaciones de caliza |
| VILLETA - BAMBUCA | Lutita |
| VILLETA - TETUAN | Margas con intercalaciones de caliza |
| CABALLOS | Arena y arenisca. Lutita hacia la parte media |

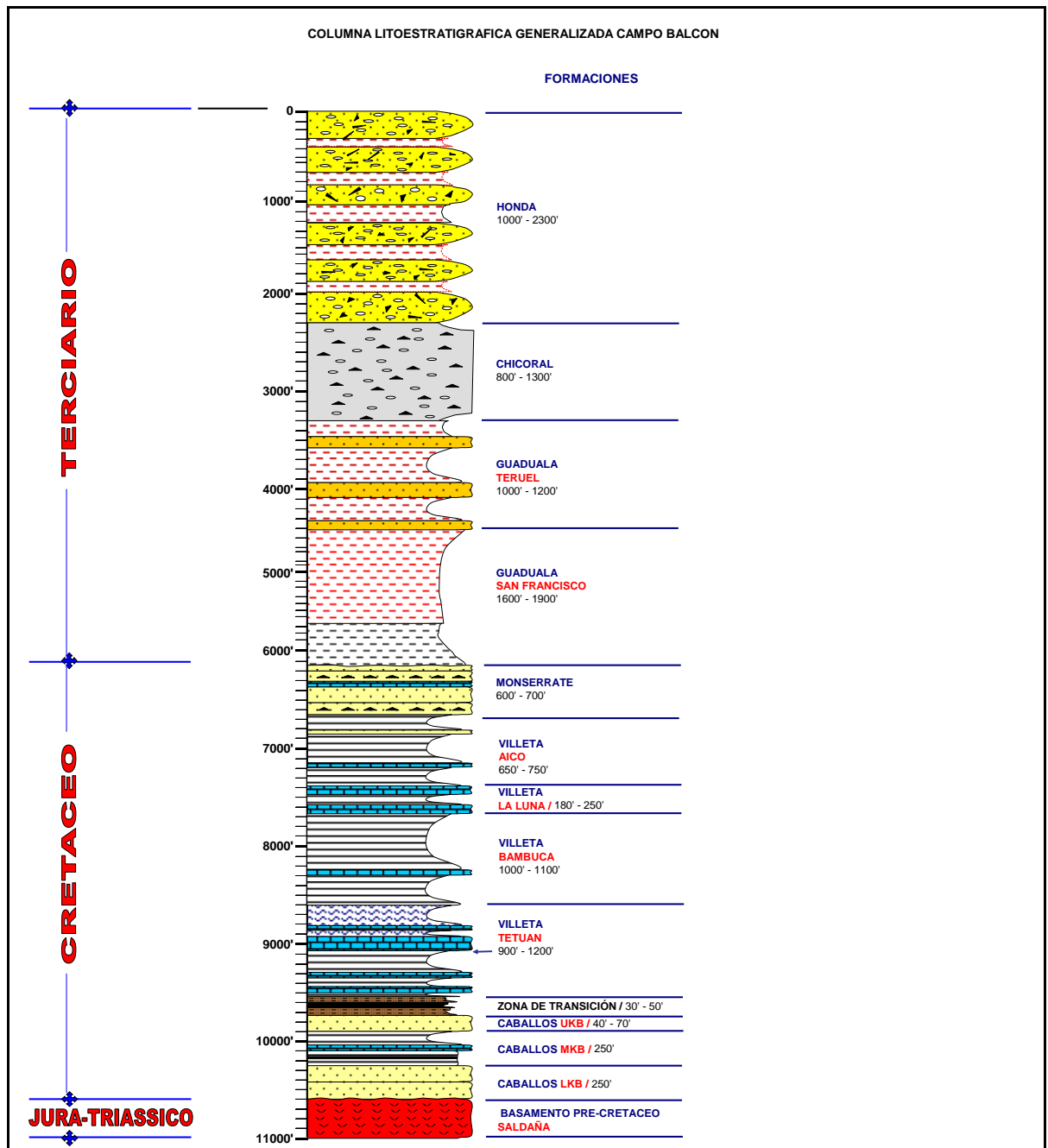
Fuente: HOCOL

Figura 11. Columna Estratigráfica General Cuenca del Valle Superior del Magdalena.



Fuente: Banco de Información Petrolera.

Figura 12. Columna litoestratigráfica generalizada del Campo Balcón



Fuente: HOCOL

2.6 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

En la actualidad el Campo Balcón tiene 6 pozos productores Balcón 17, 18, 19, 20, 21 y 23, en evaluación Balcón 26, como ya fue mencionado previamente. El sistema de levantamiento artificial utilizado en el campo se ha cambiado a través del tiempo, pasando de flujo natural a Bombeo Mecánico – Neumático, Gas Lift y el utilizado hoy en día en la mayoría de los pozos, Electro sumergible (ESP).

El potencial de producción de los pozos productores a diciembre de 2003, según datos suministrados por la compañía operadora y generada en la Formación Caballos, con la única excepción del pozo Balcón-10 donde se presenta la producción de la formación Caballos y Tetuán, (tabla-3) es de 6,520 BFPD, de los cuales 3,180 son de petróleo. La producción restante corresponde al BS&W, con 2,907 Bbls que corresponden al 44.60% de la producción. La producción de gas es de 2,3 Mft³. Con una relación gas - petróleo de 816 Ft³/Bbl.

2.7 ANTECEDENTES DEL CAMPO BALCON

2.7.1 Problemas observados durante la perforación. Durante la perforación de la formación Villeta se presentaron problemas de inestabilidad de hueco, como derrumbe, empaquetamiento y puenteamiento generando sobretensión y pega de tubería. En la formación Villeta ocurrieron el 80% de las pegas de tubería, siendo el 70% en el miembro Bambuca.

Antecedentes en la utilización de lodo base agua fue aplicado para el primer pozo exploratorio Balcón 1 donde se presentaron los siguientes problemas:

- El incremento en el gas a 8145', en el miembro Tetuán, cortó el lodo y el peso cayó de 11 a 10.8 ppg. Evidenciando que la formación Villeta tiene altas presiones de poro, por lo tanto se incrementó el peso a 11.1 ppg.

- Se presentaron problemas de inestabilidad en Bambuca, debidos a las tendencias anormales de presión que presenta este miembro. La presión estimada para Bambuca en este pozo es 11.5 ppg y se perforó con un peso de lodo entre 10.4 y 10.8 ppg.
- La inestabilidad de Villeta y los continuos trabajos de rimado ocasionaron una pega de tubería. Incrementó el peso del lodo de 11.1 a 13.4 ppg se minimizaron los problemas.
- Al tratar de perforar Caballos con Villeta abierto con un peso de 13 ppg, se generó una pega diferencial cuando se encontraba perforando a 8757', debida al sobrebalance impuesto, presión de poro estimada para Caballos 9.7 ppg.
- Luego de realizar un sidetrack a 9160' y perforar con un peso de lodo de 13.5 ppg sin presentar problemas de inestabilidad, se presentó una pega diferencial por la misma razón expuesta anteriormente, por tanto decidió bajar liner de 7" para cubrir Villeta y poder reducir el peso del lodo.
- Bajó liner de 7" a 9498' dejándolo por encima del fondo del hueco (El hueco de 8 1/2" fue perforado hasta 9692'). Continúo perforando con 6" presentándose una pega por empaquetamiento a 10224', debido a problemas de limpieza en el hueco abierto por tener 194' en 8 1/2" y 724' en 6", requiriendo velocidades anulares mayores en la sección de 8 1/2".

Tabla 3. Parámetros críticos para el pozo Balcón 1

| | |
|--|--|
| Estado Mecanico: | Se perforo parte de la formación Caballos teniendo Villeta abierta |
| Tope de Caballos @ 9210' | |
| Liner Intermedio 7" @ 9498' | |
| Liner Productor 5" @ 9862' | |
| Tiempo de exposición de la Formacion Villeta | 42 días |
| Tipo de broca | Triconicas |
| Peso del lodo utilizado | 9.4-13.0 ppg Después de Sidetrack (13.0,13.7) |
| Peso del lodo ideal | 13.4 ppg |
| Presión de Poro Miembro Bambuca | 11.5 ppg |
| Inclinación | 8°-12° |
| Dirección Azimutal | 220°-293° |
| Problemas: | |
| Total de pies apretados | 1691' |
| Pega de Tubería | Pescado de 160' @ 9225' |
| | Sidetrack @ 9160' |

Fuente: HOCOL

Mediante el análisis de problemas de inestabilidad del hueco presentados durante la perforación, realizado por HOCOL se tomo como base ocho pozos específicamente en las formaciones Villeta y Caballos, donde se utilizo lodo base aceite por los problemas presentados en el pozo exploratorio Balcón 1, los pozos Balcón 5-8-10-12, el liner de 7" se ubicó a la base de la formación Villeta, dejando intervalos abiertos de esta formación en la siguiente sección perforada, los cuales posteriormente presentaron inestabilidad. Esta situación obligo a perforar la formación Caballos con altos pesos de lodo, lo cual causó pérdidas de circulación, debido a los gradientes de fractura que tiene la formación Caballos. En los pozos Balcón 2 y 13, se perforó un intervalo de la formación Caballos al mismo tiempo que la formación Villeta se mantenía abierta, presentándose pérdidas parciales de lodo, debidas al alto peso de lodo requerido para controlar la inestabilidad del miembro Bambuca.

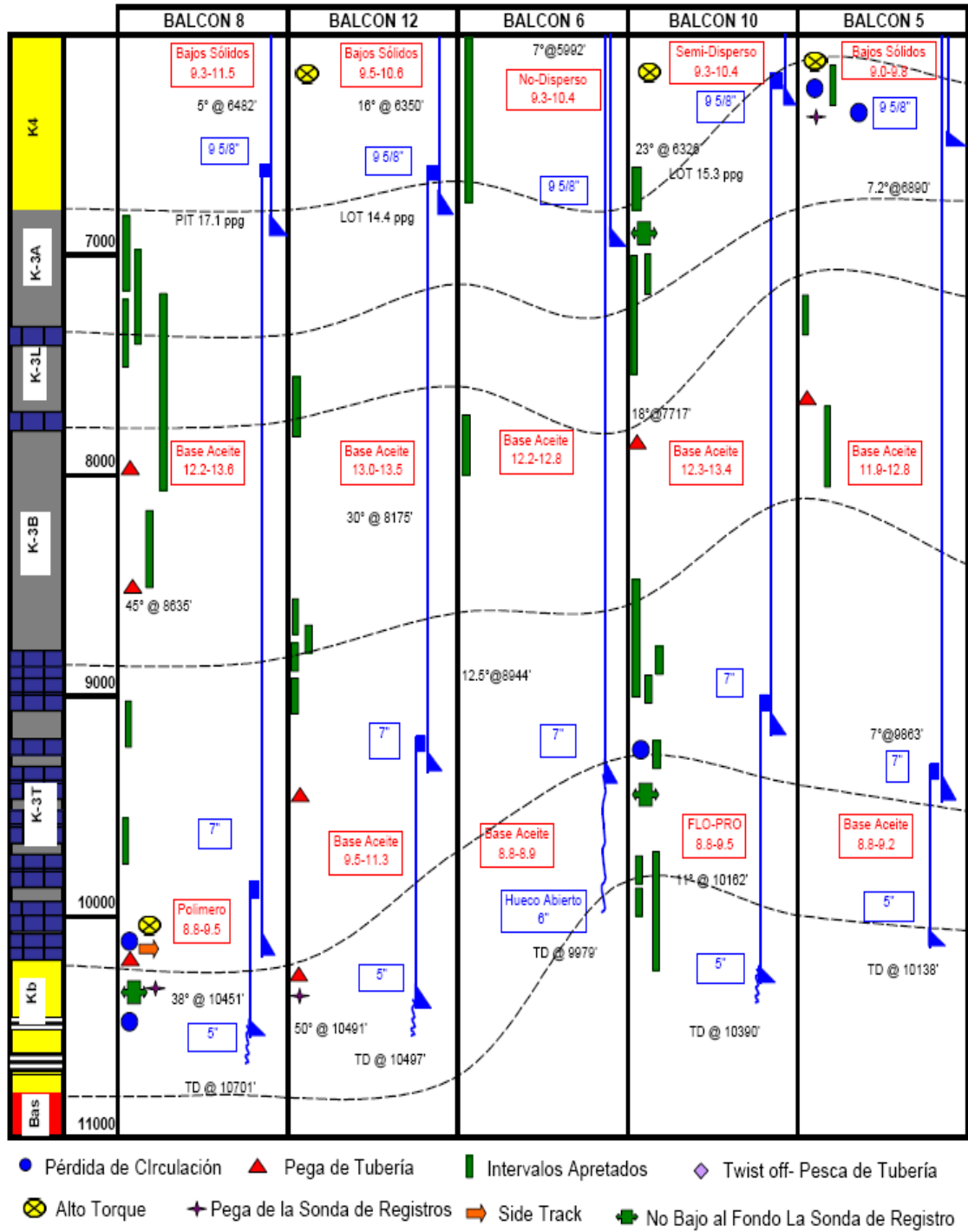
Tabla 4. Problemas potenciales durante la perforación

| FORMACION | PROBLEMA | POSIBLES CAUSAS |
|-----------------|---|---|
| VILLETA | <ul style="list-style-type: none"> • Hueco apretado, punteamiento durante los viajes • Presencia de derrumbe • Sobretension y alto torque durante las conexiones | <ul style="list-style-type: none"> • Lutita presurizada normalmente, perforada con insuficiente peso. • Envejecimiento del hueco • Variación de presiones Suabeo y surgencia • Relleno, mala limpieza |
| CABALLOS | <ul style="list-style-type: none"> • Pega Diferencial • Pérdida de Circulación | <ul style="list-style-type: none"> • Alto peso del lodo cercanos gradiente de fractura • Zonas de alta permeabilidad |

Fuente: HOCOL

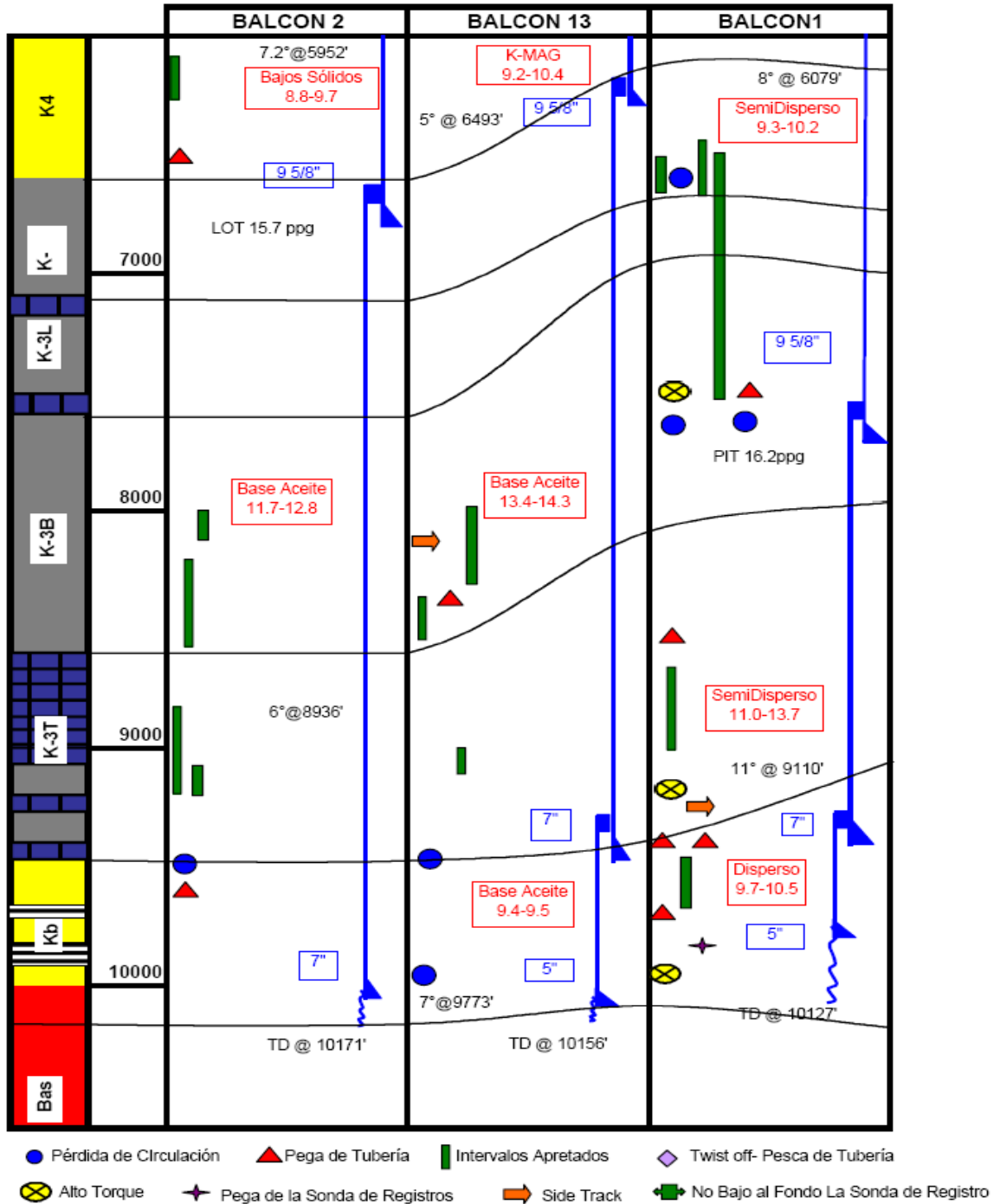
A continuación se encuentran las figuras 13 y 14, correlacionado los topes de las formaciones y señalando los puntos en los que hubo problemas durante la perforación.

Figura 13. Pozos del Bloque Sur en profundidad vertical



Fuente: HOCOL

Figura 14. Pozos del Bloque Norte en Profundidad Vertical



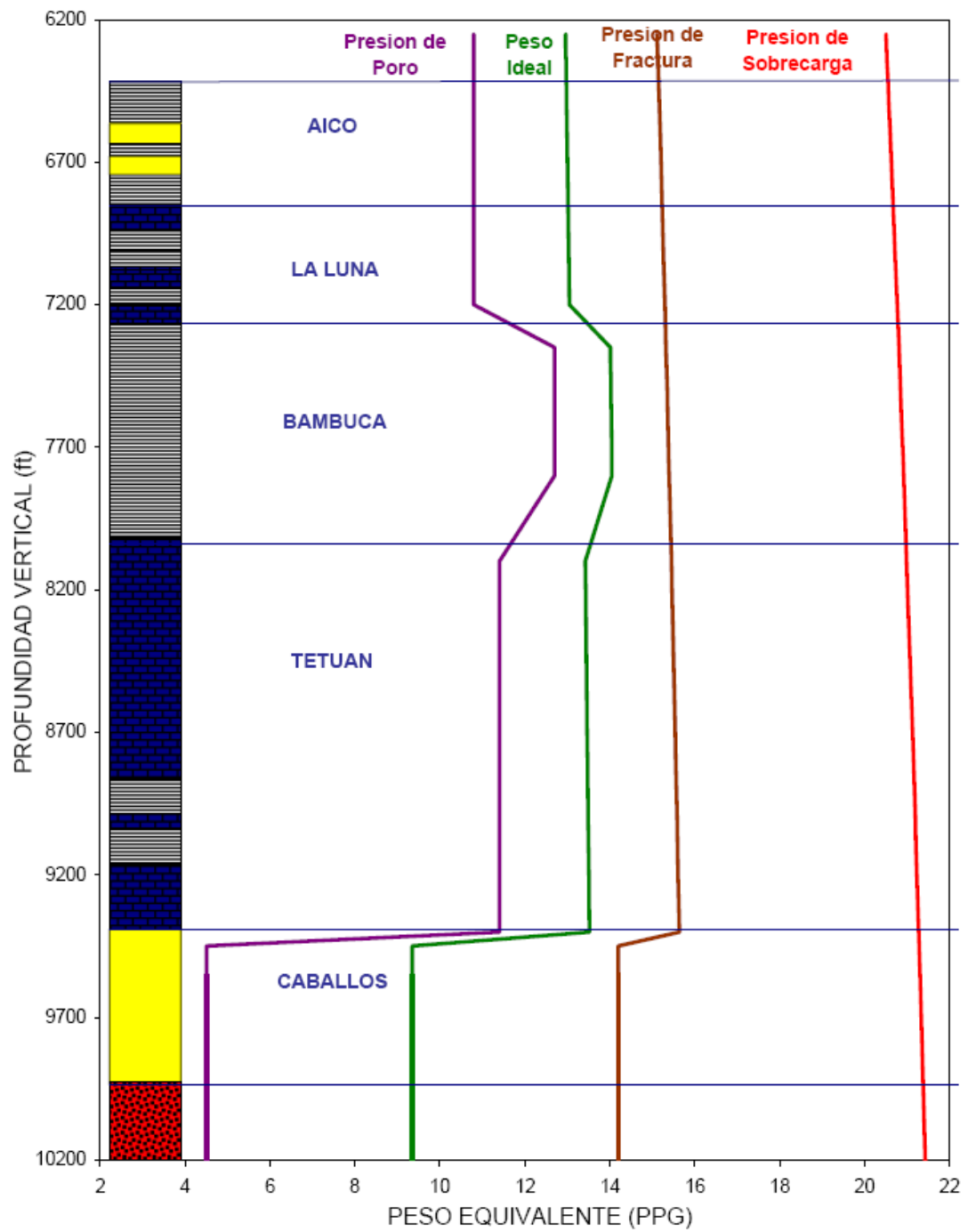
Fuente: HOCOL

2.7.2 Análisis de los problemas de perforación presentados en el Campo Balcón. Basados en estudios realizados por HOCOL se evidenció que la principal causa estaba ligada al peso de lodo, motivo por el cual se desestabiliza el hueco. Al no utilizar el peso de lodo adecuado se generaban problemas de colapso y/o fractura, ocasionando derrumbe o pérdida de circulación.

El peso de lodo recomendado para Villeta en el miembro Bambuca, donde se detectó el mayor número de problemas es 14.1 ppg. Sentado el revestimiento de 7" al tope del Caballos Superior, se debe utilizar un peso de lodo de 9.3 ppg para perforar esta formación.

Otra causa de inestabilidad en Villeta que se identificó fue de origen químico, referida a la concentración de cloruros del lodo base aceite; rangos entre 90000 ppm a 130000 ppm deben ser utilizados. El tiempo de exposición de la formación Villeta es fundamental en la estabilidad del hueco. Después de 20 días de exposición los riesgos de inestabilidad se incrementan a un nivel crítico.

Figura 15. Gradientes para el Campo Balcón



Fuente: HOCOL

2.8 PROGRAMA DE PERFORACIÓN POZO BALCON 26 SECCION III

Para la evaluación de este estudio se centro en la sección III del pozo Balcón 26, perteneciente a la formación Villeta, por los problemas de inestabilidad de hueco que conlleva a la utilización del lodo base aceite.

Tabla 5. Características sección III Pozo Balcón 26

| | |
|-------------------------|------------------------|
| PROFUNDIDAD | 6583'- 9642'. |
| FORMACIONES | VILLETA, TOPE CABALLOS |
| TAMAÑO DEL HUECO | 10 5/8" |
| REVESTIMIENTO | 8 5/8 " |
| TIPO DE FLUIDO | (LODO BASE ACEITE) |

Fuente:

BAROID

Tabla 6. Propiedades del lodo utilizadas en el intervalo III (Formación Villeta)

| PROPIEDAD | PROGRAMADAS |
|-----------------------------|---------------------|
| Densidad, lpg. | 13 – 14.8 |
| VP, Cp | Lo mas bajo posible |
| YP, Lb/100 ft ² | 20 - 30 |
| Filtrado HTHP cc | < 4.0 |
| PPT,cc 2000 psi 250 f 150 m | < 15 |
| Exceso de Cal | > 5.0 |
| Estabilidad electrica | > 800 |
| Solidos (%) | Lo mas bajo posible |
| Relación aceite / agua | 85:15 - 90:10 |
| WPS mg/lt | 90.000 – 120.000 |

Fuente: BAROID

2.8.1 Características del fluido base aceite. El sistema fue diseñado para minimizar la interacción entre el fluido y la formación; para generar huecos más estables y con mínimo daño causado por el fluido. El sistema propuesto previene problemas tales como: dispersión de lutitas e hinchamiento de arcillas, debido a que se limita la interacción entre el fluido de perforación y la formación, al igual que reduce los problemas de agrandamiento de hueco, obteniendo mayor estabilidad con el tiempo en un sistema apropiadamente formulado para generar huecos en calibre.

Los lodos base aceite 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 las propiedades. Estos lodos ofrecen máxima lubricidad reduciendo torque y arrastre, protección excepcional contra la corrosión, al mismo tiempo que sus productos son estables térmicamente y resistentes a las bacterias.

La emulsión invertida se ha definido como un sistema donde el aceite es la fase continua, el filtrado es todo aceite y el agua que esta presente en la formulación consiste de finas gotas que son dispersadas o suspendidas en el aceite (cada gota actúa como un sólido). Se utilizan emulsificantes para mantener una emulsión fuerte y hacer un sistema líquido más estable; se usan materiales organofílicos para proveer propiedades reológicas y control del filtrado.

3. FLUIDOS DE ALTO RENDIMIENTO.

Los primeros fluidos base agua de alto rendimiento, dieron pautas para encarar nuevos retos en la perforación. Sin embargo, estos fluidos no podían proporcionar altos índices de penetración (ROP), lubricidad y buena limpieza del hueco características de un sistema de emulsión inversa. Los polímeros inhibidores del fluido base agua característico no lograron siempre el objetivo primario, obligando a desarrollar fluidos de alto rendimiento que evitara que las arcillas y shale se hidrataran.

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

La demanda de fluidos de perforación de alto rendimiento base agua se ha incrementado por las restricciones ambientales impuestas, por la capacidad de equipo de perforación, logística, economía y nuevas reglamentaciones ambientales

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, tolerancia alta para los contaminantes, coeficientes bajos de rozamiento, inhibición eficaz y una excelente lubricidad ofrecidos hasta hace poco por sistemas de emulsión inversa, Baroid Fluid Services ha logrado desarrollar y mejorar fluidos base agua

de alto rendimiento, que puedan sustituir sistemas base aceite sin mitigar el desempeño en la operación.

3.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE ALTO RENDIMIENTO

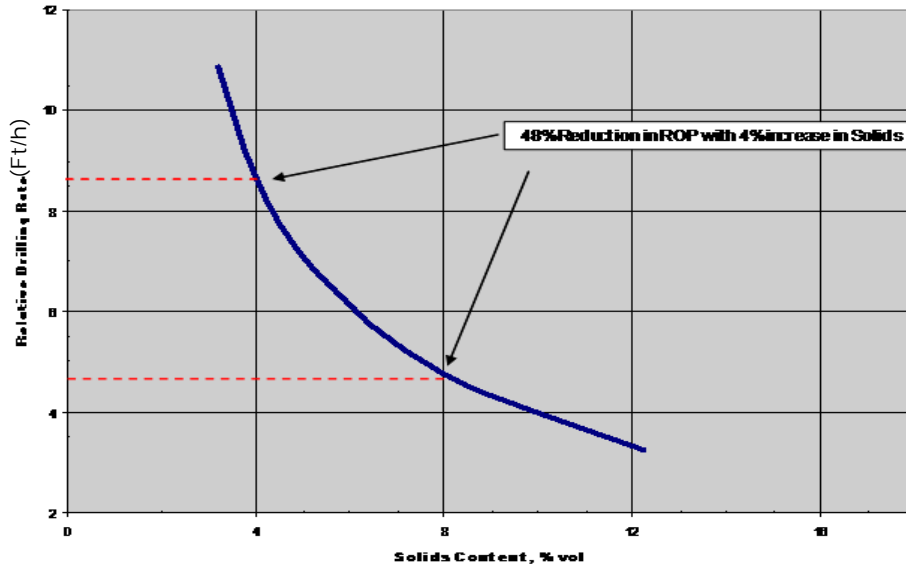
Un fluido de alto rendimiento debe satisfacer requerimientos tales como bajo contenido coloidal; inhibición eficaz; esfuerzos de adelgazamiento, debe ser un sistema No-Disperso para efectuar un buen desempeño en la perforación.

Estos sistemas no deben confundirse por sistemas de poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (PHPA) y aminas usados para controlar el hinchamiento de las arcillas, los sistemas de alto rendimiento desarrollados por Baroid utilizan para este fin inhibidores primarios como poliacrilamidas, poliacrilatos y aditivos químicos patentados.

3.1.1 Bajo contenido coloidal. Estudios han demostrado que cuanto más bajo es el contenido de sólidos coloidales en un sistema base agua, más rápido es la rata de penetración (ROP). Reduciendo al mínimo los sólidos coloidales, se ayuda a reducir la viscosidad plástica del fluido proporcionando mayor fuerza a la broca. Sin embargo, remover los sólidos coloidales llega a ser difícil, si no imposible, si estos se acumulan crecen y aminoran el rendimiento del sistema.

Un fluido de alto rendimiento proporciona medios químicos para flocular y encapsular estas partículas para poderlas retirar en los equipos de control de sólidos.

Figura 16. Rata de penetración (ROP) vs. % Sólidos



Fuente: Halliburton Latín América S.A.

3.1.2 Inhibición eficaz. Estos fluidos se diseñan para inhibir arcillas de la formación, floculando y encapsulando los sólidos ultra finos que causan la disminución de las tasas de perforación asociadas a fluidos base agua (WBF). Un fluido base agua de alto rendimiento (HPWBF) debe inhibir la arcilla reactiva y facilitar la remoción de sólidos perforados durante la operación.

Perforar con estos fluidos permite obtener datos de registros de mejor calidad y optimizan el trabajo de cementación. Además, un buen trabajo de cementación contribuye a pruebas acertadas de leak-off y pruebas de integridad en la formación. El HPWBF se diseña para lograr un hueco uniforme, protege la matriz de shale con una capa protectora contra la invasión de agua.

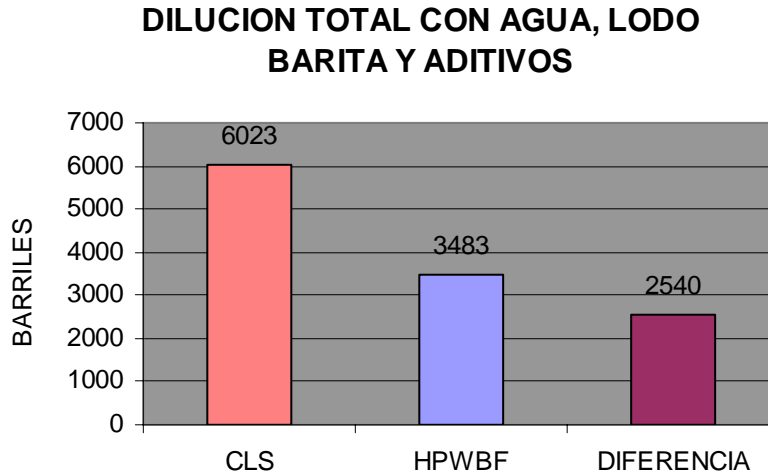
Prueba con corazones ha dado lugar a una referencia establecida de la mineralogía que proporciona la dirección en el diseño, la formulación y el uso de

cada tipo de HPWBF. Cada sistema se diseña para las formaciones geológicas previstas.

3.1.3 Esfuerzo de adelgazamiento. Uno de los factores que contribuye al rendimiento de la perforación es el comportamiento de esfuerzo de adelgazamiento exhibido por el HPWBF, que tienen un bajo contenido de bentonita. Un fluido de perforación ideal se adelgazara con un incremento de velocidad. Estos sistemas se adelgazan sobre la broca, maximizando la fuerza hidráulica, después cuando se espesa en el anular proporciona una buena limpieza del hueco y las características de suspensión necesarias para soportar pesos del lodo hasta 17.5 ppg, con temperaturas hasta 375°F.

3.1.4 Sistema no disperso. La industria ha corrido por décadas fluidos base agua dispersos por que los dispersantes ayudan a manejar las propiedades reológicas. Sin embargo, además de dispersar los componentes del sistema dispersa los sólidos de perforación por efecto del producto generando sólidos ultra-finos, que aumentaran las propiedades reologicas, acarreando mayor adición de química dispersante y dilución con agua.

Figura 17. Comparación de diluciones para sistema convencional de lignosulfonato (CLS) y fluidos base agua de alto rendimiento.



Fuente: Halliburton Latín América

Una eficiente remoción de sólidos, una fuerte inhibición, floculación y un alto esfuerzo de adelgazamiento disminuyen la necesidad de dispersantes y ponen fin al ciclo de la contaminación por sólidos.

Utilizado con éxito en más 175 pozos por todo el mundo en los dos últimos años, los sistemas HYDROGUARD™, PERFORMADRIL™ y BOREMAX™, patentados por Halliburton Fluids Systems, proporcionan una excelente alternativa para reemplazar los sistemas de emulsión inversa y ser operados costa afuera y en tierra.

3.2 SISTEMA DE ALTO RENDIMIENTO BOREMAX™

3.2.1 Generalidades. Aunque el concepto de Boremax™ surgió desde los años 40, la tecnología fue probada hasta hace poco en campo, mejorando el diseño de la broca, equipos de control de sólidos, zarandas, modelo hidráulico y

especialmente una alta tecnología en polímeros permitiendo que el sistema sea rediseñados para un mejor rendimiento y en lo posible aplicarlo con un mejor control.

BOREMAX™ es un fluido de perforación base agua no disperso de bajo contenidos de sólidos competente con sistemas de emulsión inversas en relación con tasas de penetración y estabilidad de pozo, minimizando para las operadoras el impacto ambiental, ahorrando en diluciones y costos de disposición.

3.2.2 Características del sistema de alto rendimiento Boremax™. Criterios que lo definen como fluidos de alto rendimiento:

- Altamente Inhibidora: Se logra manteniendo la concentración recomendada de polímero no iónico de alto peso molecular.
- No- Disperso: Mantenerlo sin dispersantes o materiales cáusticos
- Bajo contenido de Coloidales
- Reducción de esfuerzo de cizallamiento: bajas VP, fuerza de geles frágiles y reducción en las pérdidas de presión.

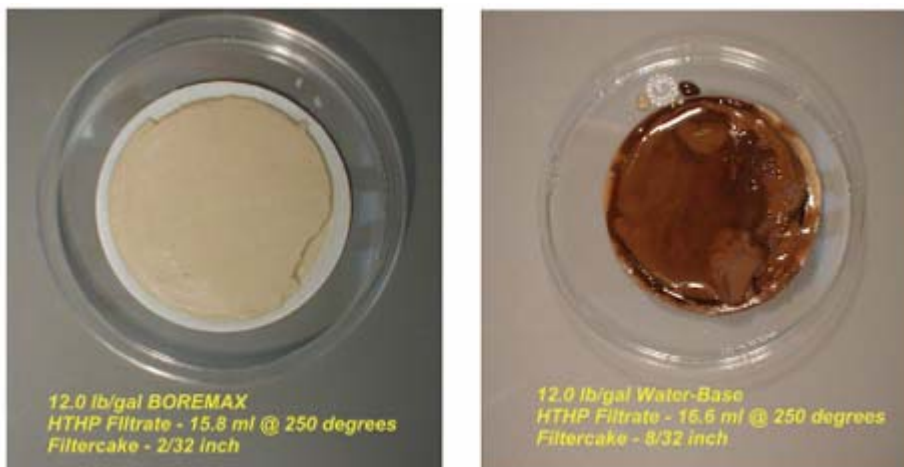
El sistema BOREMAX™ demuestra excepcional rendimiento incluso bajo condiciones más extremas de temperatura y densidad hasta 375°F y 17.5 ppg, incluyendo altas presiones diferenciales, gas ácido y cemento; Estas características han sido documentadas sobre más de 100 pozos donde las operadoras dependían de sistemas convencionales de lignosulfonato o fluidos de emulsiones inversas base diesel para lograr la inhibición de shale y mantener tasas de penetración altas. El sistema ofrece una mayor economía en el control de pérdida de fluidos y ayuda a prevenir la floculación térmica.

Por primera vez, el contenido coloidal de un fluido base agua puede ser controlado por la adición de un polímero no- iónico, floculante y encapsulador, aditivo amigable con el medio, trabajado por modelamiento molecular, que ayuda

a prevenir la dispersión y la desintegración de los cortes de perforación. Este nuevo polímero diseñado para encapsular los sólidos coloidales y flocularlos aumentando su tamaño para asegurar que sean retirados por el equipo convencional de control de sólidos. Estos sistemas base agua son eficaces si se mantiene esencialmente una baja concentración de micro-sub coloides.

El tipo de revoque del filtrado formado por polímeros lubricados e hidratados en lugar de sólidos ultra finos reduce el esfuerzo de torsión proporcionando un excelente control de filtrado.

Figura 18. Comparación de la calidad de la torta de filtrado en un HTHP del sistema Boremax y un sistema convencional base agua



Fuente: Halliburton Latín América

3.2.3 Formulación para el sistema Boremax™

Los productos claves en la formulación y el mantenimiento del sistema son los descritos en la siguiente tabla.

Tabla 7. Formulación sistema de alto rendimiento Boremax™

| DESCRIPCIÓN | FUNCIÓN PRIMARIA |
|--|---|
| Mezcla de bentonita Premium y polímeros | Maximiza el rendimiento de la bentonita |
| Goma Xantica | Viscosificante |
| Almidón modificado | Control de filtrado |
| Almidón modificado | Control de filtrado |
| Mezcla de polímeros específicamente diseñados para Boremax | Control de filtrado |
| Fuertes poliacrilatos | Da reología, fuerza de geles y control de pérdida de fluidos. |
| Formula de poliacrilamidas , polímero no iónico con un alto peso molecular | Floculante Encapsulador Inhibidor |
| Poliacrilamida de peso molecular bajo | Inhibidor de arcilla y estabilidad del shale (Específicamente Illita) |
| Amina anfoterica | Inhibidor de arcilla (Esmectita, Illita o mezcla de arcillas) |
| Hidróxido de sodio y potasio | Provee alcalinidad |
| Granos de mármol dimensionados | Agente de puenteo |
| Barita | Agente pesante |

Fuente: Baroid

3.2.4 Ventajas del uso del sistema Boremax™. El fluido BOREMAX™ funciona similar a sistemas base aceite con costos aproximados a fluidos base agua convencionales y permiten ser operados para minimizar el daño al ambiente relacionado con la producción de descargas de desecho sólidos, líquidos y aromáticos en operaciones de perforación . Este sistema también es muy eficaz para corrida de casing para la limpieza de anulares estrechos.

Es fácil para manejar y puede ser implementado con éxito usando solamente equipo de control de sólidos de equipo de perforación convencional. El costo-beneficio del sistema es bajo en general a costos de perforación por pie

comparado con sistemas convencionales dispersos o sistema base diesel. Usar este fluido reduce requerimientos de dilución, hace la provisión de agua disponible más eficiente, ahorrando un recurso valioso reduciendo el volumen de desecho para disposición.

Las proporciones de dilución han sido más bajas en los sistemas de Boremax™ que las observadas con fluidos de poliacrilamidas convencional. Corriendo apropiadamente este sistema, los datos de PSD soportan una mejor limpieza del fluido que los sistemas convencionales. Sin embargo, ningún sistema puede ser corrido eficazmente con equipo funcionando mal, mantenimiento incorrecto y equipos insuficientes para la operación.

Los componentes del sistema BOREMAX™ trabajan sinérgicamente para dar una buena inhibición, bajo contenido coloidal y excelente calidad de torta. El modelado molecular fue usado para producir polímeros especialmente diseñados para dar una inhibición más rápida, estable y completa en formaciones reactivas.

El sistema aprovecha los beneficios de una concentración controlada de bentonita a través de la actividad de un polímero que se extiende y compensa los sitios reactivos de arcillas hidratadas.

Los componentes claves de diseños de polímeros y mezclas sinérgicas usadas para formular y mantener fluido de BOREMAX son:

- Polímero no- iónico para la inhibición y floculación.
- De la familia de la bentonita Premium /creación de una mezcla polimérica para dar viscosidad.
- Mezcla polimérica creada para control de pérdida de fluidos.

Estos productos suministran las propiedades necesarias para encapsular el tamaño de partículas coloidales, permitiendo que el operador logre las altas tasas de penetración con sistema ultra bajos en sólidos. El mantenimiento correcto de los productos mencionados disminuye el área de superficie para dar contenidos de sólidos y reducir la cantidad de dilución y el residuo generado en la perforación.

El sistema BOREMAX™ es mantenido sin la necesidad de dispersantes y materiales cáusticos. En general, el sistema es dirigido con pocos aditivos químicos, reduciendo el riesgo de operación. La mezcla de polímeros hace el sistema más fácil para manejar y garantiza la misma calidad de trabajo a trabajo.

3.2.5 Casos donde ha sido usado el sistema BOREMAX™

- El operador había perforado el intervalo intermedio con un sistema de lignosulfonatos sobre pozos previos en el condado de Zapata, Texas. A la profundidad total, tres días era necesario para acondicionar el fluido y tomar registros en el intervalo. Cuando se uso el sistema BOREMAX™ para perforar el hueco intermedio, no presento ningún problema con la estabilidad de pozo. Las proyecciones eran de siete días para perforar este intervalo, pero solamente seis días fueron requeridos con el sistema BOREMAX™. El pozo fue terminado con éxito en el primer intento. El operador ahorró \$90,000 eliminando dos días de preparación física y tiempo de registros.
- Usando este sistema en el condado de Lavaca, Texas, un operador perforó más de 8,000 pies de hueco de 12 1/4 pulgadas para un punto intermedio de casing a 10,640 pies. En el intervalo se tomo registros y fue corrido el casing de 9 5/8 pulgadas sin problemas en el hueco. Un promedio de fuerza hidráulica en la broca de 3.43 HP/in² fue alcanzado con este sistema . El intervalo fue perforado en ocho días, igualando el rendimiento de fluidos base

aceite con una mejor proyección en el pozo. El operador ahorró \$60,000 en costos de disposición en relación al fluido base aceite (3,000 barriles / \$20 /bbl).

- El operador perforó algunos pozos a 7,000 ft en el condado de Webb, Texas, usando sistemas de lignosulfonato. Un periodo de siete días era requerido para perforar cada uno. El sistema BOREMAX™ fue implementado sobre los próximos cuatro pozos, perforado con el mismo taladro de perforación y los equipos. El primer pozo que usaba fluido BOREMAX™ fue perforado con solamente una bomba y tomó siete días. Los próximos dos pozos fueron perforados 18 horas y 24 horas más rápido, respectivamente. El cuarto fue perforado en cinco días, ahorrando \$28,000 al operador en tiempo de equipo de perforación sobre ese pozo específico, y mejorando la economía de pozo.

3.3 SISTEMA DE ALTO RENDIMIENTO HIDROGUARD™

3.3.1 Generalidades. HYDROGUARD™ es un fluido de perforación base agua, para arcillas. Clasificado como sistema no disperso, inhibidor, diseñado para proveer la máxima estabilización de shale en arcillas muy reactivas.

Este sistema ha sido probado constantemente en campo demostrando un alto control de arcilla, estabilidad de pozo, altas tasas de penetración (ROP), coeficientes bajos de rozamiento (CoF) y control de reología sobre intervalos de temperaturas (de 40 - 300 °F). Además, la versatilidad de estos sistemas beneficia la mayoría de las reglamentaciones ambientales para descarga de sólidos en lodos base agua.

3.3.2 Características del sistema de alto rendimiento HIDROGUARD™ . Lodo base agua altamente inhibidor con penetraciones similares al de una emulsión inversa; Exhibe buena reología para limpiar pozos desviados sin problemas potenciales de precipitación de sólidos; Presenta VP bajas, buena reología de

baja y viscoelástico para mejores velocidades de penetración, Estabilidad en temperaturas entre 30° F y 325° F, Excelente eficiencia de control de sólidos para menor dilución, exhibe una buena lubricidad.

Capaz de perforar en aguas profundas suprimiendo hidratos de gas y logrando huecos uniformes en formaciones activas; Usa nuevos productos más resistentes a los contaminantes (incluso sólidos de perforación, cemento y gases ácidos) más fáciles de mezclar.

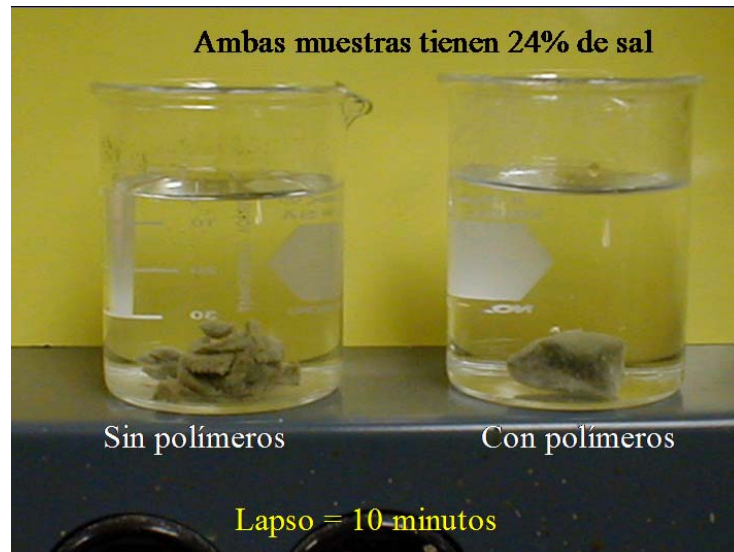
Control de arcilla: El término "Shale" es un término utilizado para diversas clases de rocas desde arcillas activas, gumbos, limolitas consolidadas. La mayor relación entre estas formaciones es la baja permeabilidad por la presencia de arcilla. El shale es un punto particular a tratar por su tendencia a hincharse, causado por las presiones por sus cargas negativas entre las placas de la arcilla.

Los fluidos no dispersos e inhibidos utilizan iones cloruros (Cl⁻), sodio (Na⁺) y potasio (K⁺) en la fase acuosa para evitar la hidratación de la arcilla por vía iónica y reducir la actividad del intercambio de agua de fluido / formación. Adicionalmente no se usan solventes. En su lugar floculantes poliméricos, encapsuladores y aminas inhibidoras para evitar la dispersión de las arcillas en el sistema. Esto previene la desintegración de los sólidos de perforación en partículas más pequeñas y mejora la eficiencia para que los sólidos sean removidos en los equipos de control. Los shales contienen minerales arcillosos como la esmectita y la illita que absorben el agua fácilmente, se dispersarán y densifican el lodo. La hidratación del shale inestabiliza el pozo y varia la reología del lodo por la dispersión de sólidos arcillosos en el sistema.

El tiempo de exposición excesivo de perforación en hueco abierto puede conducir a un hueco ensanchado por la acumulación de cortes por bajas velocidades en el anular.

Inhibir con el uso apropiado de polímeros e iones activos para retardar la hidratación del shale permiten un largo tiempo de exposición para prorrogar el hinchamiento y la dispersión.

Figura 19. Prueba de estabilidad de arcilla usando Hidroguard



Fuente: Baroid PSL / Hidroguard data manual

HYDROGUARD™ fue diseñado para proveer una solución efectiva para diversos problemas asociados con la perforación de shales:

- Viajes problemáticos;
- Puenteo;
- Viajes;
- Pega de tubería;
- Empaquetamiento & pérdida de circulación;
- Torque & arrastre;
- Dificultad para tomar registros;
- Embotamiento de broca y disminución ROP;

- Incrementó de sólidos en el lodo;
- Incremento de dilución y contenidos de sólidos;
- Poca Limpieza del hueco;
- Escasos trabajos de cimentación

Estos problemas ocurren eventualmente e incrementan el tiempo de perforación elevando los costos de operación.

El uso de un polímero coloidal bajo en el sistema de inhibición es aprovechado para suministrar estabilidad de hueco, altas ROP's, minimizando daño de formación y disminución de costos

Optima estabilidad del hueco, excelente limpieza y remoción eficiente remoción de sólidos son claves para sistemas de inhibición; característica fundamental de HYDROGUARD™

Figura 20. Broca y ensamblaje de fondo después de viajar a través de una arcilla reactiva usando el sistema Hidroguard.



Fuente: Baroid PSL / Hidroguard data manual

3.3.3 Formulación para el sistema Hidroguard™. Esta puede ser diseñado usando varias concentraciones de sal, polímeros y variando el peso del lodo. Los factores claves en el diseño de este fluido son:

- Iones inhibidores
- Polímeros inhibidores
- Encapsuladores poliméricos
- Mantener bajo contenidos de sólidos
- PH bajo para no fomentar la dispersión de arcilla.

Como ya ha sido mencionado, las capacidad de control de arcilla para el sistema promocionan la estabilidad del hueco, mejoran ROP's, reducen embotamiento, reducen diluciones del sistema y reducen el torque y problemas de limpieza. Los agentes principales son las policralamidas non- iónicas, las cuales no deben confundirse con poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (PHPA), que son de naturaleza aniónica en sistemas tradicionales PHPA.

El sistema HYDROGUARD™ es diseñado sobre la base de un fluido base agua con la adición de tres productos esenciales convirtiéndolo en sistema de alto rendimiento.

Tabla 8. Formulación base para el sistema Hidroguard.

| DESCRIPCIÓN | FUNCIÓN PRIMARIA |
|---|---------------------|
| Salmuera monovalente elaborada con KCL , NaCl , agua de mar o agua de perforación (Tratamiento para bajar Ca+ soda Ash si es usada agua de mar) | Fase continua |
| Goma Xantica | Viscosificante |
| Almidón modificado | Control de filtrado |

| | |
|--|---|
| Celulosa polianionica | Control de filtrado |
| Polímero no iónico con un alto peso molecular (35-40% activo en la corrida del fluido) | Floculante Encapsulador (Específicamente esmectita) |
| Polímero no iónico con bajo peso molecular(polvo seco) | Inhibidor de arcilla (Específicamente Illita) |
| Polímero no iónico con un alto peso molecular (35-40% activo en la corrida del fluido) | Inhibidor de arcilla (Específicamente Illita) |
| Amina anfótera | Inhibidor de arcilla (Esmectita, Illita o mezcla de arcillas) |
| Hidróxido de sodio y potasio | Alcalinidad |
| Granos de mármol dimensionados | Agente de puenteo |
| Barita | Agente pesante |

Fuente: Baroid PSL / Hidroguard data manual

3.3.4 Ventajas del uso de HYDROGUARD™, Debido a que no hay ningún componentes de fluidos base aceite en el sistema HYDROGUARD™ son ideales para equipos de perforación con espacio delimitado, disminución de reglamentaciones ambientales para descarga de fluidos base agua, evitando el equipo para secado de cortes. Esto libera al menos 100 pies cuadrados de espacio cubierto. De forma semejante, requerir centrifugas adicionales puede ser excluido, usados generalmente sistemas de emulsión inversa.

Para todo pozo uno de los factores principales para el programa de lodos es considerar la evaluación económica en los fluidos a usar. Históricamente, justificaban la inversión del uso de sistemas base aceite por la reutilización del fluido (bajaban los costos). Estos argumentos para la competencia no son muy reales pues Los gastos generados por la logística y tratamiento de de disposición de residuos para cumplir con las regulaciones ambientales, salud y exigencias de seguridad, elevan los costos directos por cantidad de barriles de lodo. La introducción de este sistema base agua de alto rendimiento a menores costos por barril que sistemas OBM / SBM ha sido un impulso muy importante para las

operadoras con rendimiento de operaciones comparables sin sacrificar rendimientos en la perforación.

Integridad de ripios mejores que con PHPA convencional, sin pérdidas en las zarandas por encapsulamiento de polímeros, las propiedades del lodo permanecieron muy estable.

Las ventajas generadas por el uso de HYDROGUARD™ hacen este sistema una elección excelente para afrontar diferentes exigencias para perforar:

- Gumbo y esquistos reactivos;
- Arcillas dispersas;
- Arenas permeables;
- Pozos de altas temperaturas;
- Pozos direccionales;
- Pozos Deepwater;
- Secuencias de Evaporita;
- Reservorios;
- Huecos delgados.

Estabilización del hueco. La inestabilidad química en el shale es ocasionada por la absorción de agua. Si se deja sin tratamiento mientras se perfora puede resultar en el colapso del pozo, el sistema HYDROGUARD™ envuelve las arcillas más reactivas impide su dispersión, hidratación y la tendencia de embotamiento de la broca y ensamble de fondo. Los agentes para controlar el shale presentes en el sistema se centran sobre a cada tipo de arcilla problema. Estos productos claves con la ayuda de una actividad equilibrio-agua para proveer por la base monovalente a la salmuera (iones activos de Cl, Na y K), previenen la transferencia de agua dentro del shale. Estos dan como resultado un alto nivel de

inhibición reduciendo el peso del lodo, diámetro del hueco, reducción de volúmenes de cementación y relaciones más altas de la penetración.

Rendimiento ROP. Este es capaz de prevenir los problemas presentes en el shale y admitir pesos más bajos en el lodo mejorando así las ROP. La prevención de embotamiento ayuda a mantener una alta rata de penetración.

Ser un sistema libre de arcilla dispersa, el perfil de reología es excelente, con una viscosidad plástica baja (PV) y un valor bueno de yield point. Esto mejora la limpieza del hueco significativamente, y el paso del fluido por la superficie de la broca. Removiendo los cortes rápidamente retirándolos de la superficie de la broca incrementándose las ROP y la vida de la broca.

Lubricidad. Pruebas de Laboratorio han demostrado que la adición de lubricantes diseñado para lodos base agua es mínimo. El sistema mismo registra un coeficiente de Rozamiento (CoF) de 0.228 en pruebas en el BTC de Shell en Houston (sobre una formulación 12 ppg). Los polímeros crean una torta de filtrado muy fina delgada y consistente, esta es acoplada alrededor del diámetro del hueco disminuye torsión y resistencia sin recurrir a adiciones de lubricante. Esto significa que la sarta de perforación y la vida de la broca pueden ser prolongadas, representando disminución en los viajes y menos pérdida de tiempo para completar las operaciones. Bajo condiciones especiales, para desvíos de pozos, es necesaria la adición de lubricante. Si el modelamiento o perforación actual demuestran que las pruebas pueden ser tomadas para identifica el mejor tipo que se ajuste para este propósito. Halliburton puede ofrecerse uno amplio rango de lubricantes y mejorar las ROP para mejoran las condiciones de perforación bajo circunstancias difíciles

Pega diferencial. HYDROGUARD™ crea una torta de filtrado de muy buena calidad inherentes de su baja VP y bajo contenidos de sólidos propicio para

prevenir pegas diferenciales. Además, la naturaleza de inhibición del sistema demanda de lodos de bajo peso sean requeridos en la perforación (Mejor opción es un eficiente remoción de sólidos).

Si arenas muy permeables presentes en la formación son perforadas (por ejemplo mayor de 1 Darcy) entonces la torta de filtrado puede ser optimizada con la adición de Granos de mármol (Carbonato de Calcio) o la utilización de otro agente de puenteo en el sistema. Este reduciría la pérdida de filtrado y crea un rápido puenteo e impermeable a través de las arenas.

Los fluidos propios de la torta de filtrado servirá para reducir la fricción entre la sarta de perforación y el pozo. Esto mejora las condiciones de perforación y proporcionara una buena operación de perforación disminuyendo la opción de una pega diferencial. Además, esto crea una excelente pared que provee una buena condición para bajar wireline, particularmente cuándo se intenta muestrear fluidos de formación.

La inestabilidad mecánica puede ser controlada por incremento de peso del lodo, reforzando el control de filtrado e incluyendo agentes de puenteo como granos de mármol para incrementar el peso del lodo y aminorar el riesgo de una pega

Supresión de hidrato de gas: HYDROGUARD™ trabaja con altas concentraciones de Sales (saturación de NaCl y k.o.) y cantidades de glicol / metanol. Por consiguiente, el sistema puede contrarrestar la formación de hidrato de gas en operaciones de aguas profundas.

Estabilidad reologica. El sistema exhibirá reologías estable en amplios rangos de temperaturas (40F -300° F), mantenido una excelente limpieza en el hueco y capacidad de suspensión. El resultado es que este sistema es apropiado para pozos de aguas profundas, pozos con altas temperaturas y términos medios.

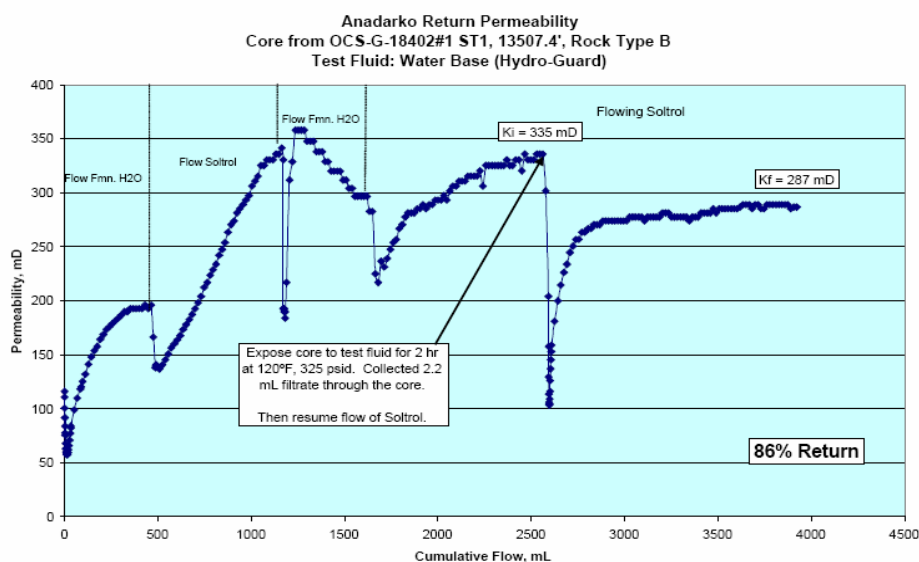
Para mantener una reología constante a través de diferentes temperaturas de operación la limpieza del hueco en pozos extremos (aguas profundas y altas temperatura) Puede ser más fácil. Esto es algo que no es hecho fácilmente cuando se usa OBM / SBM.

Protección a la formación. Pruebas del laboratorio proporcionan un retorno de permeabilidad hasta de un 86 % con HYDROGUARD™. Adicionando agentes de puenteo (granos de mármol dimensionado, CaCO 3) o cualquier otro material de puenteo formando rápidamente una pared de filtrado delgada, consistente e impermeable activando el trabajo de protección a 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 un alto porcentajes de producciones elevadas so generadas por zonas de alta permeabilidad. Por lo tanto, es esencial que el puenteo sea adecuado para proteger esta altas permeabilidades.

Figura 21. Prueba de retorno de permeabilidad Pozo Anadarko



Fuente: Baroid PSL / Hidroguard data manual

Contaminación. Tolerara considerable la contaminación por sólidos de perforación sin efectos adversos al rendimiento del lodo. También, no hay una restricción de peso del lodo encontrada en sistemas de "alto rendimiento" o en sistemas pasados como el lodo de silicato de sodio. Puede ser tan pesado como la práctica lo permita. El sistema es tolerante a la mayoría de los contaminantes comunes en operaciones de perforación o existen aditivos que rápidamente pueden atacar cualquier problema.

Pero lo mas importante es el costo de este tratamiento seria insignificante comparado con los costos de disposición en sistemas OBM / SBM.

3.3.5 Casos donde ha sido usado el sistema HIDROGUARD™. En el golfo de México, perforando un pozo a 4720 pies, HYDROGUARD™. fue corrido alcanzando parámetros comparables con lodos sintéticos (SBF) y efectúo una alta inhibición al shale reactivo. La integridad del pozo se mantuvo durante toda la prueba, sin ataques de gumbo, y la sarta de perforación salía con una mínima acresion en el ensamblaje de fondo (BHA). Las pruebas de azul de metileno (MBT) para el sistema era 7.5 libras excepcionalmente bajas comparado con un valor de 25 a 30 ppb para un lodo polímero de PHPA corrido a iguales condiciones de perforación.

3.4 SISTEMA DE ALTO RENDIMIENTO PERFORMADRIL™

3.4.1 Generalidades. Sistema base agua de alto rendimiento, seguro y amigable con el medio ambiente. Su formulación química única puede ser usada en los pozos más exigentes mostrando menor riesgo al medio y al personal de taladro que cualquier otro fluido de perforación. Ningún otro fluido, actualmente disponible, se puede ajustarse a su rendimiento ambiental y técnico a la vez.

Su diseño esta basado en tecnologías probadas en campo, pruebas realizadas por mucho tiempo y mejoramiento técnico de los productos. Su versatilidad y el control de arcilla presentado por esto sistema lo ha hecho un fluido de alto rendimiento que se ha convertido en un posible sustituto de los fluidos de emulsión inversa a nivel mundial.

Es un fluido de perforación base agua, libre de arcilla. En términos más básicos, es clasificado como un sistema inhibido, no disperso diseñado para proveer máxima estabilización de shale en arcillas muy reactivas.

3.4.2 Características del sistema de alto rendimiento PERFORMADRIL™

Performadril™ tiene un alto grado de control de arcilla, estabilidad al pozo , altas ratas de penetración (ROP), coeficientes de rozamiento bajos (CoF) y control de reología en amplio rango de temperaturas (40 - 400°F). Además de la versatilidad lograda con estos sistemas, esta el beneficio de la descarga de los cortes sin mayor restricción basado en la mayoría de las reglamentaciones ambientales a nivel mundial.

Diseñado para proveer una solución efectiva para diversos problemas asociados con la perforación de sales:

- Viajes problemáticos;
- Rimado excesivo;
- Puenteo y relleno durante los viajes;
- Inestabilidad de pozo;
- Pega de tubería;
- Empaquetamiento y perdida de circulación;
- Manifestación de torque y arrastre;
- Dificultad para toma de registros;

- Embotamiento de la broca y disminución en las ROP;
- Incrementos de sólidos en el lodo;
- Dilución y costos del lodo altos;
- Mala limpieza del hueco;
- Trabajos de cementación deficientes.

Estos problemas ocurren eventualmente e incrementan el tiempo de perforación elevando los costos de operación.

3.4.3 Formulación para el sistema Performadril™. El uso en el sistema de polímero inhibidor de bajo coloide es un enfoque técnico para suministrar estabilidad en el pozo, altos ROP, mínimo daño a la formación y menores costos operacionales. Los factores claves en el diseño de este fluido son iones inhibidores, polímeros inhibidores, encapsuladores poliméricos

Tabla 9. Formulación base para el sistema Performadril™

| DESCRIPCIÓN | FUNCIÓN PRIMARIA |
|---|-----------------------------------|
| Agua fresca o salmuera monovalente elaborada con KCL , NaCl , agua de mar o agua de perforación (Tratamiento para bajar Ca+ soda Ash si es usada agua de mar) | Fase continua |
| Goma Xantica | Viscosificante |
| Almidón modificado | Control de filtrado |
| Celulosa polianionica | Control de filtrado |
| Polímero orgánico | Inhibidor/Floculante |
| Silicato de potasio | Inhibidor de shale |
| Glicol polialquileno | Estabilidad de shale y lubricidad |
| Amina anfoterica | Inhibidor de shale |
| Hidróxido de sodio y potasio | Provee alcalinidad |
| Granos de mármol dimensionados | Agente de puenteo |
| Barita | Agente pesante |

Fuente :Baroid PSL / Hidroguard data manual

El sistema PERFORMADRIL™ adicionando el polímero orgánico y el silicato proveen uno de los sistemas base agua de mayor rendimiento en la industria. La combinación de estos dos productos generara contaminación de iones monovalentes (Na, Cl, KCl) por reacciones en con el polímero orgánico. Este proceso no es reversible y reducirá en cierta parte la inhibición del sistema, condicionando más adición del polímero orgánico para reestablecer un nivel apropiado de inhibición.

La adición de iones divalentes de Ca^2 en el sistema Polímero orgánico/silicato de potasio resulta en la formación de silicato de calcio. Este permanecerá insoluble en el sistema y permanecerá como partículas finas inertes en el lodo que al incrementarse también elevaran la reología del sistema, para establecerlo será necesaria la adición de silicato de potasio.

3.4.4 Ventajas del uso de PERFORMADRIL™. Sistemas químicos similares son utilizados para plasmas sanguíneos sintéticos, productos cosméticos y de alimentos, esto constata que no presenta mayor riesgo para los seres humanos, incluso por exposición prolongada durante muchos años.

Tiene la mayor calificación ambiental (Gold) alcanzable en el mar del Norte a diferencia de tecnologías competitivas, es no tóxico y biodegradable. Todos los sistemas técnicamente comparables han sido identificados por Reguladores en el mar del Norte como productos requieren sustitución.

Permite la descarga de cortes al mar y por lo tanto elimina los riesgos e impactos debido al almacenamiento , transporte, tratamiento y su disposición en tierra de los cortes contaminados por aceite ; procesar cortes con lodos base aceite de un intervalo de 12 ¼" a 6000 pies requiere de mas o menos 800 levantamientos de grúa, 6 viajes en bote y 88 jornadas de camión con 400mt de cortes procesados

para luego ser enterrados reduciendo así el potencial para los accidentes relacionados con el gran número de trabajos relacionados con sistemas de manejo de cortes . Adicionalmente no necesita personal extra para el control de sólidos paleando los cortes en las trampas de arena y cajas colectoras. Estos son labores intensas y de alto riesgo

Requiere poca dilución con el lodo nuevo para mantener las propiedades de un fluido y por lo tanto minimiza el lodo vertido al mar durante la perforación .En una sección típica de 12 ¼", el volumen de lodo vertido fue reducido en más de 4000 barriles.

Permite usar el mismo lodo durante la perforación por secciones. Un operador noruego perforo seis intervalos de 17 ½" con el mismo fluido Performadril y así evito la descarga de de 15,000 barriles de lodo base agua convencional al mar.

Las ventajas alcanzadas por el uso de PerformaDril lo convierte en una excelente elección para enfrentar los siguientes retos:

- Shale reactivos;
- Gumbo y arcillas dispersas;
- Formulaciones sin sal
- Arenas permeables;
- Pozos con altas temperaturas y altas presiones
- Pozos direccionales;
- Pozos de aguas profundas;
- Secuencias de Evaporita;
- Reservas;
- Slim holes

Los productos utilizados como los polímeros orgánicos, silicato de potasio y el material anfótero con la ayuda de una actividad balanceada en el agua proveída por la salmuera base monovalente (iones de Cl-, K+, Na+ activos), previenen la transferencia en el shale. Este alto nivel de inhibición reduce los requerimientos de peso en el lodo, diámetro del pozo, volúmenes de cemento utilizado y altas tasas de penetración.

Figura 22. Cortes de perforación usando el sistema Performadril™



Fuente: Baroid PSL

El rendimiento de estos sistema se han mostrado en pruebas de dispersión de shale donde la recuperación ha sido casi cuando el Performadril fue evaluado en arcilla muy reactivas.

La inestabilidad mecánica puede ser controlada aumentando el peso del lodo y el sistema performadril puede manejarlo fácilmente, sin incrementar el riesgo de pega diferencial.

Este sistema libre de arcilla dispersa, le da un perfil de reología excelente, con una baja viscosidad plástica (PV) y un buen valor de yield point Mejorando la limpieza del hueco y el paso del fluido por la superficie de la broca. Removiendo los cortes rápidamente retirándolos de la superficie de la broca incrementándose las ROP y la vida de la broca.

Crea una torta de filtrado de excelentes características que ayuda a prevenir una pega diferencial. Si presenta zonas muy permeables la torta de filtrado puede ser mejorada con la adición de Granos de mármol, o la utilización de otro agente de puenteo en el sistema.

Figura 23. Calidad de la torta de filtrado del sistema Performadril™



Fuente: Baroid PSL / Performadril data manual

El principal inhibidor del sistema es el polímero orgánico, también actúa como supresor de hidratos diseñado usando el software Westport Hydrate Prediction de Halliburton (WHyP) para calcular las concentraciones óptimas de sal y glicol do para bajar el temperatura de formación de hidrato en los rangos de operación

Con el uso de agente de puenteo, dimensionado dependiendo de la permeabilidad de la formación, crea una torta de filtrado delgada y consistente que se acopla al hueco para proteger la formación, para después con trabajos de acidificación recuperar estos valores de permeabilidad fácilmente. Pruebas de laboratorio han arrojado hasta un 86% de retorno de permeabilidad con este sistema.

La adición de lubricantes para este sistema es mínima pues el sistema exhibe bajos coeficientes de rozamiento. Los polímeros crean una torta de filtrado que se acopla alrededor del diámetro del hueco disminuyendo la torsión y resistencia. Esto significa que la sarta de perforación y la vida de la broca pueden ser prolongadas, representando una disminución en los viajes y menos pérdida de tiempo para completar las operaciones.

3.4.5 Casos donde ha sido usado el sistema Performadril™. Uno de los objetivos claves para el desarrollo de este sistema era eliminar la descarga de sólidos para disposición terrestre sobrepasando estos estándares en el Mar del Norte, PERFORMADRIL™ demostró una capacidad para mantener la estabilidad del pozo y eficacia al perforar las zonas mas reactivas sin mayor problema.

Este sistema formulado con polímeros orgánicos y glicol polialquileno (estabilizador de shale) genero un desempeño similar a fluidos de emulsión inversa. Para constatarlo un pozo de 12 ¼ inch fue perforado a 10074 pies con este sistema.

El ensamblaje de fondo fue cambiado dos veces durante toda la perforación. A pesar de la presencia de shale reactivo, no se encontró ningunos problemas en el hueco y las características del fluido permanecían estables. . Valores de MBT bajos máximo 10.0 ppb. Eliminando la necesidad de la disposición de los cortes requeridos con OBM, el ahorro de costos para perforar este intervalo era estimado en más de \$120.000.

En otro caso, un operador de Mar del Norte perforo formaciones reactivas de arcilla (esméctica). La mayoría de los pozos en el área habían experimentado problemas de inestabilidad de hueco en las formaciones reactivas, Probando el sistema se perforo sin problemas en las formaciones de arcilla, sin pega diferencial, ni perdidas de circulación, el torque eran 50 por ciento más bajo. El

valor del máximo MBT registrado era 14 ppb, indicando que el contenido de sólidos dispersos eran muy bajos a pesar de el predominio de la arcilla altamente reactiva. Los cortes fueron retirados. Las proporciones de dilución eran solamente 0.4 bbl/ft agua un valor tres veces más bajo que los exhibido en los pozos por sistemas de lodo glicol/ polímero/KCl de la competencia reduciendo el volumen de productos químicos descargados al ambiente costera afuera.

4. PRUEBAS DE LABORATORIO

Para determinar el poder de inhibición de los tres sistemas de fluidos de alto rendimiento objeto de este estudio, en la formación Villeta se realizaron una serie de pruebas especiales sobre los cortes recolectados durante la perforación del pozo Balcón 26.

Se evaluara las características de estos fluidos con pruebas básicas API y pruebas especiales para comparar su desempeño con el lodo base aceite utilizado actualmente en el pozo Balcón 26, en la sección III correspondiente a la formación Villeta.

4.1 PRUEBAS ESPECIALES PARA DETERMINAR LA ESTABILIDAD DE LAS LUTITAS.

La preparación de los cortes de perforación para una serie de pruebas especiales, consiste en un previo lavado, secado y tamizado.

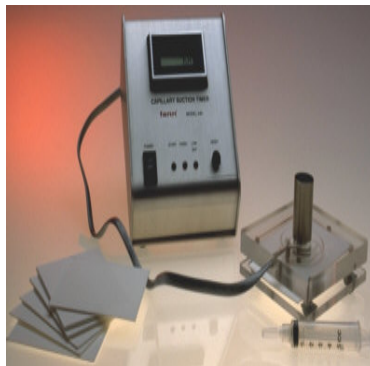
Figura 24. Cortes de perforación Balcón 26



Las pruebas especiales determinaron el comportamiento de los cortes de perforación preparados con los fluidos evaluados, los ensayos que se realizaron fueron Tiempo de Succión Capilar, Hinchamiento Lineal y Dispersión, procedimientos descritos a continuación.

4.1.1 Prueba de Tiempo de Succión Capilar (CST). El dispositivo CST mide el tiempo que tarda una determinada cantidad de agua en trasladarse radialmente entre dos electrodos sobre el papel de filtro. El ensayo CST mide las propiedades hidratantes y de dispersión de las lutitas por simulación de las fuerzas cortantes y químicas presentes durante la perforación. Para el ensayo CST, se pesan 2 gr de contenido de sólidos de las lutitas, se mezclan durante dos minutos con el agua o la salmuera 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.

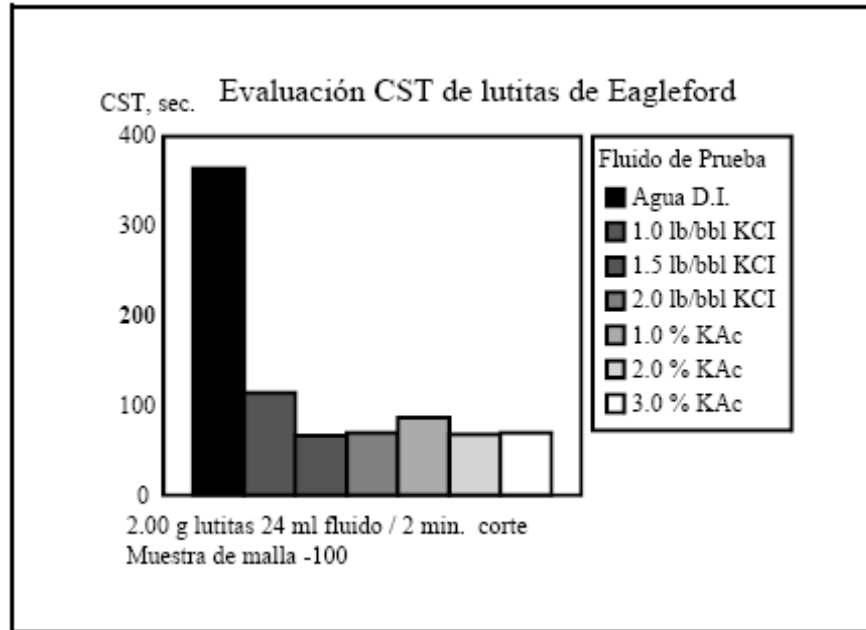
Figura 25. Equipo de Tiempo de Succión Capilar



Fuente: FANN Instrument

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

Figura 26. Resultados de ensayo CST.



Fuente: Manual de fluidos Baroid

4.1.2 Prueba de Hinchamiento Lineal. 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.

Este estudio se realizó con los cortes provenientes del pozo Balcón 26 a una profundidad de 8800 pies de la formación Villeta, seleccionada por la prueba de succión capilar donde presentó la mayor reactividad con un valor de 508 segundos.

El procedimiento es el siguiente, se maceró la muestra de los cortes de perforación refinándola por malla 200 mesh, se construyeron las probetas utilizando aproximadamente 20 gramos para cada una, después fueron compactadas en un compactador hidráulico durante hora y media y dejadas en un desecador durante 24 horas para equilibrar las probetas.

Figura 27. Probeta compactada con los cortes de perforación del pozo Balcón 26



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 28. Prueba Hinchamiento lineal



La prueba se realizó a una temperatura constante de 160 °F para simular condiciones de pozo.

4.1.4 Pruebas de dispersión. El ensayo de dispersión de las lutitas se usa para medir el efecto dispersante que un lodo tendrá sobre un tipo específico de las mismas.

Determinando el intervalo más reactivo de la formación Villeta, seleccionado por la prueba de tiempo de succión capilar, se realizó la prueba de dispersión para determinar el efecto inhibitorio de los lodos sobre los cortes de perforación de esta sección.

Se corrió la prueba con los cortes secos, tamizándolos a través de la malla 6 mesh y retenidos en la malla 12 mesh; se pesó una fracción de 10 gramos para adicionarlos a las diferentes formulaciones de los sistemas de alto rendimiento dejándolos envejeciendo en un horno de rolado que le proporciona temperatura y movimiento al lodo a 160°F durante 16 horas. 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.

4.2 DETERMINACIÓN DE REACTIVIDAD DE LOS CORTES DE PERFORACIÓN DE LA FORMACIÓN VILLETA

Durante la perforación del pozo Balcón 26 se recolectaron muestras de cortes de perforación de la formación Villeta cada 200 pies, evaluando las muestras se le realizaron ensayos de tiempo de succión capilar con agua destilada para establecer la sección más reactiva de los siguientes intervalos.

Tabla 10. Profundidad de los cortes de perforación del Campo Balcón 26

| MUESTRA | PROFUNDIDAD (ft) | FORMACIÓN |
|---------|------------------|-----------------|
| 1 | 8000 | Villeta-La Luna |
| 2 | 8200 | Villeta-La Luna |
| 3 | 8400 | Villeta-Bambuca |
| 4 | 8600 | Villeta-Bambuca |
| 5 | 8800 | Villeta-Bambuca |
| 6 | 9150-9220 | Villeta-Bambuca |
| 7 | 9410-9450 | Villeta- Tetuán |
| 8 | 9640 | Villeta- Tetuán |
| 9 | 9820 | Villeta- Tetuán |
| 10 | 9980 | Villeta- Tetuán |

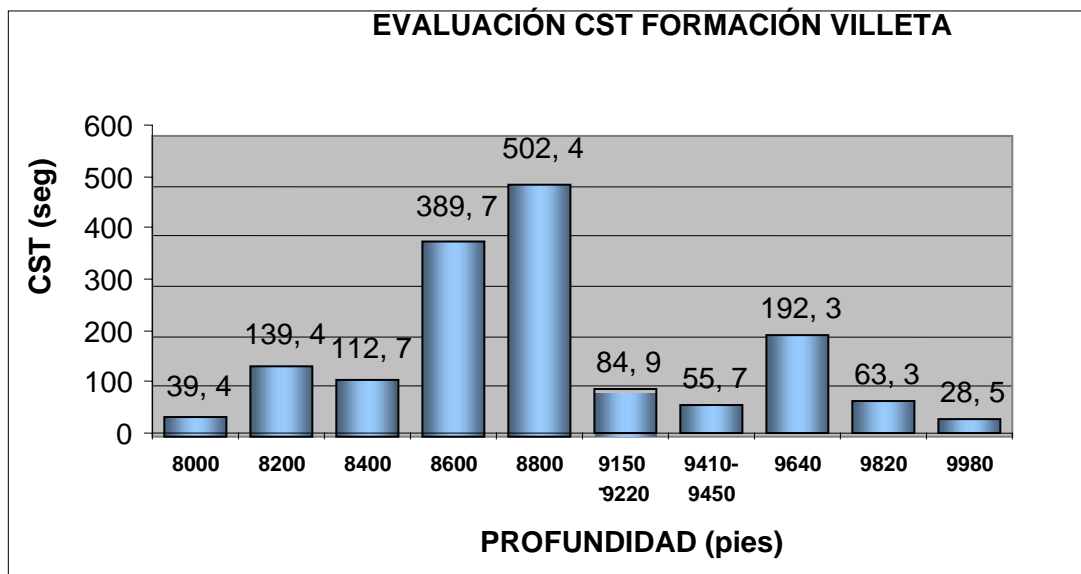
Fuente: HOCOL

4.2.1 Prueba de tiempo de succión capilar para determinar la zona de mayor reactividad en la formación Villeta. De acuerdo al procedimiento descrito, se realizaron las pruebas de tiempo de succión capilar con las muestras de la formación Villeta, mezcladas con agua destilada para seleccionar el intervalo de la sección más reactiva.

Tabla 11. Resultados CST para las muestras del pozo Balcón 26.

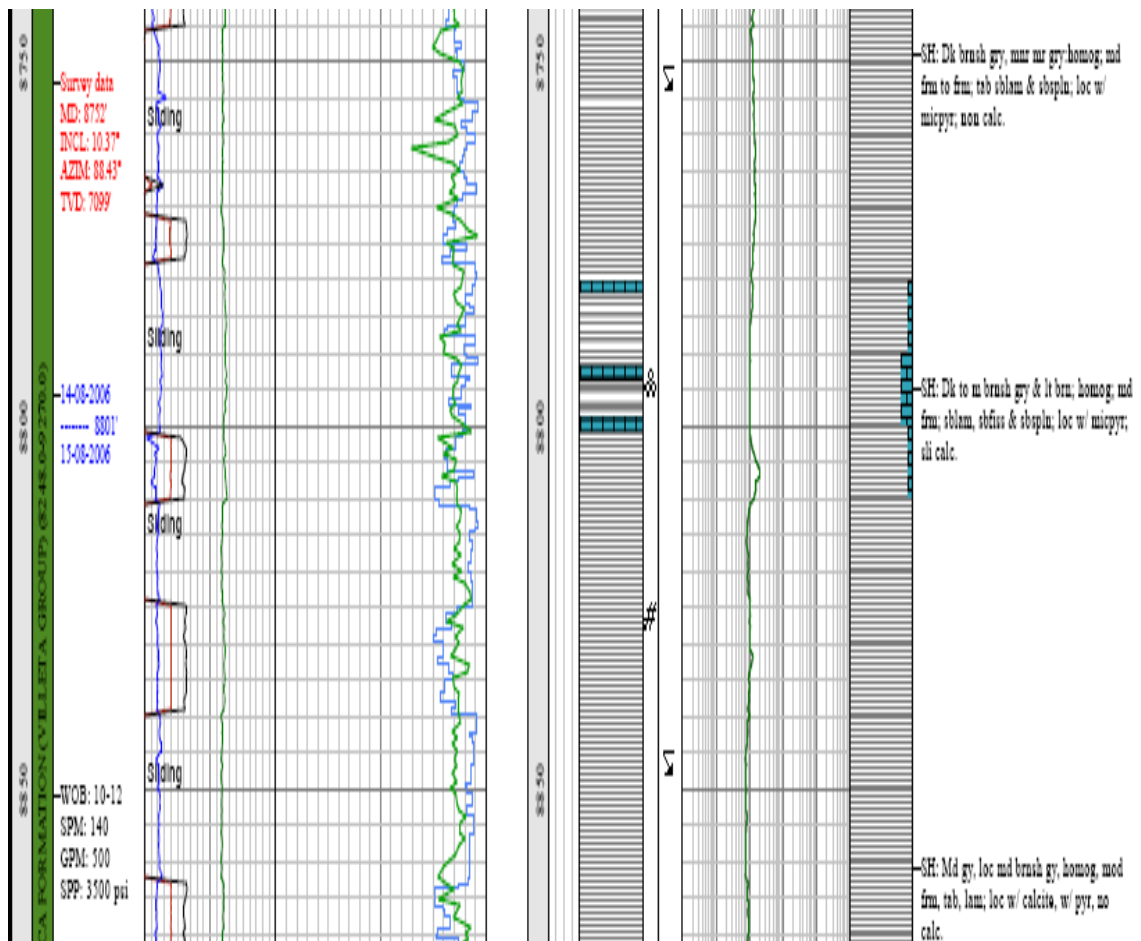
| PROFUNDIDAD | LECTURA 1 | LECTURA 2 | CST |
|-------------|-----------|-----------|-------|
| 8000 | 31,2 | 47,5 | 39,4 |
| 8200 | 133,3 | 145,5 | 139,4 |
| 8400 | 107,3 | 118,1 | 112,7 |
| 8600 | 386,5 | 392,9 | 389,7 |
| 8800 | 485,3 | 519,4 | 502,4 |
| 9150-9220 | 75,1 | 94,6 | 84,9 |
| 9410-9450 | 41,9 | 69,5 | 55,7 |
| 9640 | 188,1 | 196,5 | 192,3 |
| 9820 | 61,3 | 65,3 | 63,3 |
| 9980 | 28,2 | 28,7 | 28,5 |

Figura 29. Evaluación Prueba tiempo de succión capilar muestras de la formación Villeta



De los ensayos de tiempo de succión capilar se estableció que la sección donde se presenta mayor reactividad de la lutita con un valor de 502,4 segundos, esta localizada a una profundidad de 8800 pies perteneciente a la formación Villeta Bambuca compuesta por una secuencias de lutitas con intercalaciones de calizas.

Figura 30. Detalle Master Log Pozo Balcón 26 profundidad 8800 pies.



Fuente: HOCOL

Para la realización de las pruebas tiempo de succión capilar para selección de la salmuera con mayor inhibición, dispersión e hinchamiento lineal se tomo como base del estudio la muestra 5 localizada a 8800 pies de profundidad.

4.3 EVALUACIÓN DE INHIBICIÓN DE LAS SALMUERAS POTÁSICAS

Se seleccionaron sales potásicas para este estudio conociendo la característica del ion potasio para evitar 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 está menos expuesto al intercambio por otro catión ya que su estructura está deshidratada y colapsada.

Las bajas energías de hidratación por cationes intercambiables parecen ser importantes para determinar la alta selectividad y características de fijación. 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.

Las lutitas sedimentarias, compuestas en su mayoría por arcillas, son inhibidas por la acción del ion potasio. Asegurando la estabilidad de las paredes del hueco y un eficiente trabajo de perforación.

Se evaluaron diferentes tipos y concentraciones de salmuera con la muestra 5 de los cortes de perforación realizando pruebas de tiempo de succión capilar, para

seleccionar la sal que proporcione mejor inhibición en los sólidos y encontrar la concentración óptima de cada una.

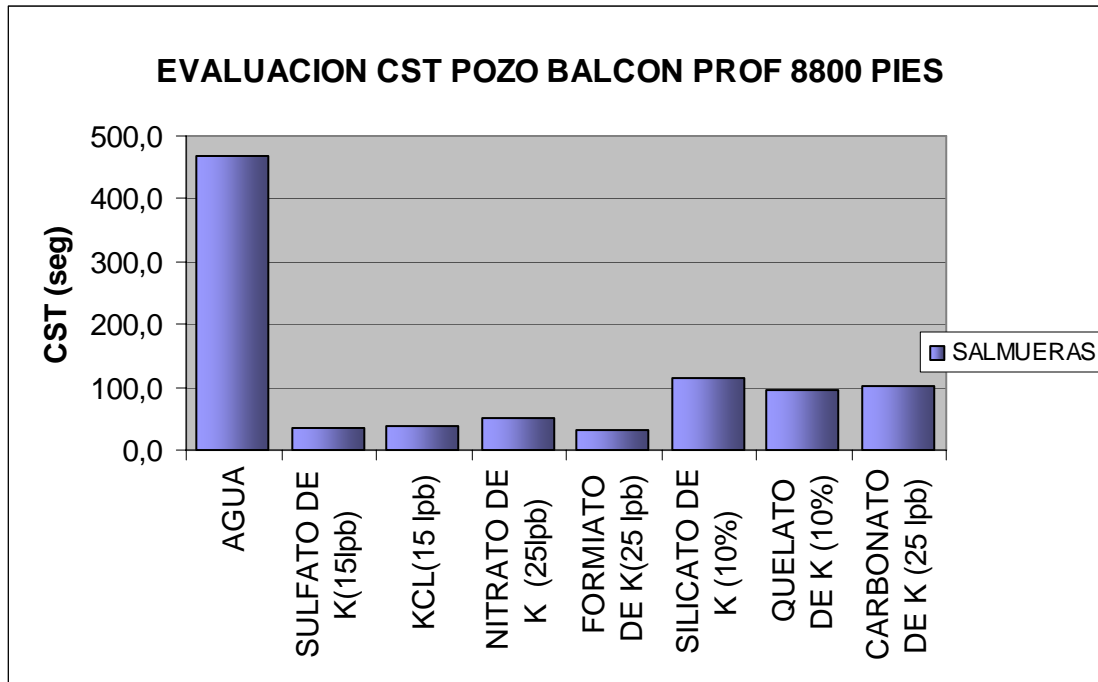
Para analizar algunos de los parámetros de las salmueras se les realizaron pruebas de pH tomada con un phmetro digital, conductividad registrada por el conductidimetro y medición del ion potasio K + determinado por método de la centrifuga (ver ANEXO B)

Tabla 12. Evaluación de CST con diferentes tipos y concentraciones de salmueras

| FLUIDO | PROFUNDIDAD SÓLIDOS : 8800 ft | | | PRUEBAS | | MEDICIÓN DE K | |
|---------------------|----------------------------------|--------|-------|---------|---------|---------------------|--------|
| | LECT 1 | LECT 2 | CST | PH | COND ms | VOL. PRECIPITADO | ppm K+ |
| AGUA | 448,5 | 485,0 | 466,8 | | | | |
| SULFATO DE K | | | | | | | |
| 5 LPB | 32,0 | 36,7 | 34,4 | 2.42 | 12.9 | 0,3 | 9000 |
| 10 LPB | 72,8 | 79,3 | 76,1 | 2.25 | 20.0 | 0,7 | 21000 |
| 15 LPB | 61,3 | 72,7 | 67,0 | 2.16 | 25.2 | 1,15 | 34500 |
| 20 LPB | 57,1 | 62,3 | 59,7 | 2.15 | 28.5 | 1,2 | 36000 |
| 25 LPB | 48,0 | 57,4 | 52,7 | 2.11 | 30.0 | 1,4 | 42000 |
| 30 LPB | 51,5 | 65,6 | 58,6 | 2.08 | 29.8 | 1,8 | 54000 |
| KCL | | | | | | | |
| 5 LPB | 51,9 | 79,5 | 65,7 | 7.6 | 12.54 | 0,28 | 8400 |
| 10 LPB | 34,2 | 63,9 | 49,1 | 7.57 | 18.54 | 0,85 | 25500 |
| 15 LPB | 26,3 | 49,5 | 37,9 | 7.55 | 24.7 | 1,16 | 34800 |
| 20 LPB | 33,4 | 51,0 | 42,2 | 8.0 | 30.0 | 1,2 | 36000 |
| 25 LPB | 35,2 | 49,5 | 42,4 | 7.65 | 29.8 | 1,7 | 51000 |
| 30 LPB | 31,4 | 49,1 | 40,3 | 7.61 | 29.7 | 1,8 | 54000 |
| NITRATO DE K | | | | | | | |
| 5 LPB | 80,5 | 84,3 | 82,4 | 7.54 | 7.51 | 0,15 | 4500 |
| 10 LPB | 59,1 | 63,1 | 61,1 | 7.40 | 13.51 | 0,65 | 19500 |

| | | | | | | | |
|-----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|------|-------|
| 15 LPB | 63,8 | 70,2 | 67,0 | 7.37 | 17.76 | 0,95 | 28500 |
| 20 LPB | 68,0 | 71,3 | 69,7 | 7.40 | 20.9 | 1,3 | 39000 |
| 25 LPB | 51,1 | 49,2 | 50,2 | 7.43 | 23.7 | 1,4 | 42000 |
| 30 LPB | 66,1 | 72,3 | 69,2 | 7.45 | 24.2 | 1,55 | 46500 |
| FORMIATO DE K | | | | | | | |
| 5 LPB | 56,7 | 66,2 | 61,5 | 11.54 | 15.5 | 0,25 | 7500 |
| 10 LPB | 37,0 | 48,3 | 42,7 | 11.66 | 29.8 | 0,7 | 21000 |
| 15 LPB | 34,0 | 46,2 | 40,1 | 11.81 | 29.9 | 1,05 | 31500 |
| 20 LPB | 35,0 | 46,3 | 40,7 | 11.91 | 30.0 | 1,2 | 36000 |
| 25 LPB | 30,0 | 37,2 | 33,6 | 11.78 | 29.7 | 1,25 | 37500 |
| 30 LPB | 28,4 | 35,9 | 32,2 | 11.95 | 29.8 | 1,55 | 46500 |
| 75% V/V | 80,5 | 84,9 | 82,7 | | 28,8 | 2,8 | 84000 |
| CARBONATO DE K | | | | | | | |
| 5 LPB | 194,6 | 234,7 | 214,7 | 12.46 | 14.66 | 0,4 | 12000 |
| 10 LPB | 171,5 | 199,1 | 185,3 | 12.61 | 25.6 | 0,95 | 28500 |
| 15 LPB | 146,8 | 161,7 | 154,3 | 12.75 | 29.9 | 1,35 | 40500 |
| 20 LPB | 107,6 | 136,7 | 122,2 | 12.88 | 29.8 | 1,4 | 42000 |
| 25 LPB | 88,2 | 116,2 | 102,2 | 12.90 | 29.8 | 1,6 | 48000 |
| 30 LPB | 96,0 | 120,3 | 108,2 | 13.03 | 29.7 | 2 | 60000 |
| SILICATO DE K | | | | | | | |
| 5 % V/V | 293,4 | 260,2 | 276,8 | 12.59 | 13,1 | 0,42 | 12600 |
| 10 % V/V | 109,5 | 121,4 | 115,5 | 12,88 | 20,6 | 0,95 | 28500 |
| 15 % V/V | 150,5 | 167,8 | 159,2 | 12,90 | 22,5 | 1,1 | 33000 |
| QUELATO DE K | | | | | | | |
| 5 % V/V | 89,9 | 105,0 | 97,5 | 6,95 | 15,8 | 0,6 | 18000 |
| 10 % V/V | 82,6 | 108,2 | 95,4 | 6,90 | 26,1 | 1,4 | 42000 |
| 15 % V/V | 100,0 | 111,2 | 105,6 | 6,86 | 26,8 | 1,9 | 57000 |
| 20 % V/V | 100,3 | 113,8 | 107,1 | 6,86 | 26,6 | 2,35 | 70500 |

Figura 31. Evaluación prueba de tiempo de succión capilar para diferentes salmueras potásicas



Por criterio económico se descartaron para el estudio, las sales de formiato de potasio y quelato de potasio, es complicada la adquisición del formiato de potasio por efectos de importación y el quelato de potasio no suministra la inhibición esperada.

El efecto de disminución de pH, característica del sulfato de potasio, lo descalifica como fase continua en los fluidos a evaluar porque proporcionaría un medio ácido que acarrearía en problemas de descomposición de los aditivos y corrosión de la tubería.

El carbonato de potasio comparando su desempeño inhibitorio con las otras sales potásicas esta por debajo de lo esperado, no se valoró esta sal para este estudio.

Se evaluó el comportamiento de las salmueras con cloruro de potasio, silicato de potasio y nitrato de potasio en los fluidos de alto rendimiento que utilizan como fase acuosa la salmuera, los sistemas **Hidroguard y Performadril**.

4.4 EVALUACIÓN DEL FLUIDO DE ALTO RENDIMIENTO BOREMAX

La preparación de lodos para este sistema es la siguiente formulación, e dejo rolando por 16 horas a una T=170°F en un horno de rolado para simular condiciones de pozo.

Tabla 13. Formulación fluidos de alto rendimiento Boremax.

| PRODUCTO | FUNCIÓN | BOREMAX 1 | BOREMAX 2 | BOREMAX 3 | BOREMAX 4 |
|-------------------------------|-------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Agua | | | | | |
| Mezcla de viscosificantes | Viscosificante | 4-7 lpb | 4-7 lpb | 4-7 lpb | 4-7 lpb |
| Poliacrilamida no hidrolizada | Floculante | 0.5-2 lpb | 0.5-2 lpb | 0.5-2 lpb | 0.5-2 lpb |
| Copolimero de acrilato | Agente de suspensión | 1-3 lpb | 1-3 lpb | 1-3 lpb | 1-3 lpb |
| Sal silicato/Glicerina | | 2-5% | 2-5% | ----- | ----- |
| Almidón modificado | Control de filtrado | 3-6 lpb | 3-6 lpb | 3-6 lpb | 3-6 lpb |
| Inhibidor Anfóterico | Estabilizador de Lutita | ----- | 4-8 lpb | ----- | 4-8 lpb |
| Glicol polialquilenico | Estabilizador de Lutita | 5-9 lpb | ----- | 5-9 lpb | ----- |
| Asfalto en polvo | Estabilizador de Lutita | 3-5 lpb | 3-5 lpb | 3-5 lpb | 3-5 lpb |
| Gilsonita | Control de filtrado | 3-5 lpb | 3-5 lpb | 3-5 lpb | 3-5 lpb |
| Carbonato de Calcio 40-100 | Agente puenteante | 10-20 lpb | 10-20 lpb | 10-20 lpb | 10-20 lpb |
| Carbonato de Calcio 200 | Agente puenteante | 10-20 lpb | 10-20 lpb | 10-20 lpb | 10-20 lpb |
| Barita | Densificante | 410 lpb | 410 lpb | 410 lpb | 410 lpb |

Para las diferentes formulaciones se probaron diferentes inhibidores para determinar la sinergia con el sistema y el efecto con los cortes a evaluar, para la formulación Boremax 1 se adiciono el silicato y el glicol polialquileno, el Boremax 2 se agrego el silicato y el inhibidor anfoterico, Boremax 3 se evalúa solo el efecto del glicol polialquileno en ausencia de la sal en el sistema y el Boremax 4 se adiciono el inhibidor anfoterico sin la adición de la sal.

4.4.1 Pruebas básicas API realizadas al fluido Boremax. Se realizaron pruebas como reología, peso del lodo, pH, filtrado API, HPHT (Alta presión/Alta temperatura) y químicas a las formulaciones siguiendo los procedimientos API del Manual de Fluidos Baroid, (ver ANEXO A) antes y después de rolar. Los resultados a continuación

Tabla 14. Resultados pruebas básicas API fluido Boremax

| PRUEBAS | BOREMAX 1 | | BOREMAX 2 | | BOREMAX 3 | | BOREMAX 4 | |
|-----------------------------|----------------|------------------|----------------|------------------|----------------|------------------|----------------|------------------|
| | Antes de Rolar | Después de Rolar | Antes de Rolar | Después de Rolar | Antes de Rolar | Después de Rolar | Antes de Rolar | Después de Rolar |
| R600/R300 | 146/107 | 126/82 | 155/121 | 105/64 | 105/60 | 139/83 | 116/83 | 144/107 |
| R200/R100 | 91/73 | 66/48 | 105/89 | 49/32 | 44/25 | 61/36 | 70/56 | 94/83 |
| R6/R3 | 45/42 | 24/21 | 60/58 | 20/19 | 3/2 | 6/4 | 35/31 | 55/45 |
| GEL 10"/10' | 35/71 | 17/33 | 56/75 | 4/17 | 4/11 | 4/15 | 31/32 | 18/37 |
| VP (cp) | 39 | 44 | 34 | 41 | 45 | 56 | 33 | 37 |
| YP (lb/100ft ²) | 68 | 38 | 87 | 23 | 15 | 27 | 50 | 70 |
| YS (lb/100ft ²) | 39 | 18 | 56 | 18 | 1 | 2 | 27 | 35 |
| FILTRADOAPI (ml) | 4.9 | 6.5 | 4.6 | 5.4 | 3.0 | 3.0 | 9.5 | 10.2 |
| FILTRADOHPHT (ml) | 25 | 22.5 | 26 | 28 | 16 | 16.4 | 31 | 32 |
| Densidad (ppg) | 14.3 | 14.3 | 14.4 | 14.4 | 14.2 | 14.2 | 14.3 | 14.3 |
| PH | 10.5 | 9.41 | 10.49 | 9.85 | 8.2 | 7.85 | 7.74 | 7.99 |
| Pf/mf | 0.5/1.35 | 0.35/1.35 | 0.35/1.4 | 0.35/1.4 | 0.1/0.75 | 0.1/0.75 | 0.05/1.5 | 0.05/1.5 |

| | | | | | | | | |
|----------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Cloruros | 1400 | 1400 | 1150 | 1150 | 1700 | 1700 | 1900 | 1900 |
| Calcios | 80 | 80 | 100 | 100 | 140 | 140 | 280 | 280 |

4.4.2 Lubricidad de los fluidos Boremax . El ensayo de lubricidad simula rotación de la tubería de perforación contra las paredes del pozo. Los resultados son expresados como un valor único conocido como coeficiente de lubricidad.

Los valores aceptables son:

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

Tabla 15. Coeficientes de lubricidad para el sistema Boremax

| PRUEBAS | BOREMAX 1 | | BOREMAX 2 | | BOREMAX 3 | | BOREMAX 4 | |
|------------|----------------|------------------|----------------|------------------|----------------|------------------|----------------|------------------|
| | Antes de Rolar | Después de Rolar | Antes de Rolar | Después de Rolar | Antes de Rolar | Después de Rolar | Antes de Rolar | Después de Rolar |
| LUBRICIDAD | 0.18 | 0.19 | 0.18 | 0.18 | 0.16 | 0.16 | 0.18 | 0.18 |

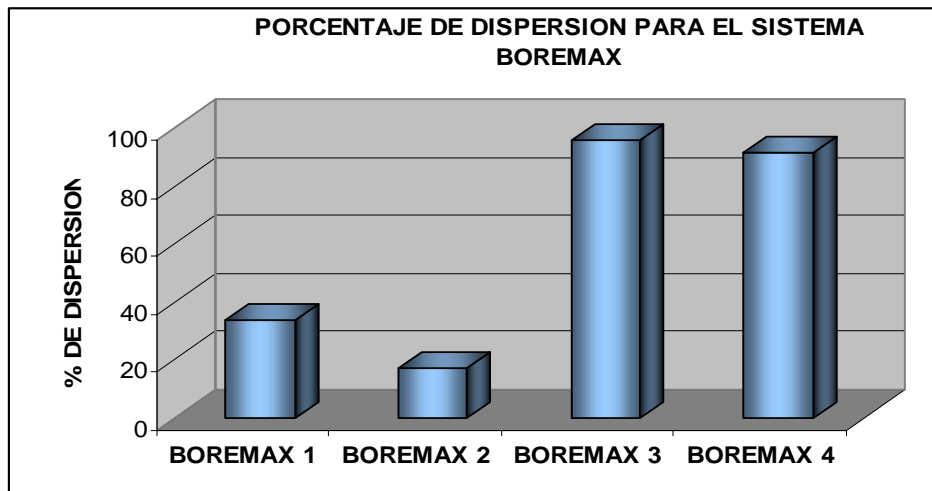
Los fluidos Boremax presentan un rango aceptable de lubricidad sin la adición de lubricantes.

4.4.3 Prueba de dispersión usando el sistema Boremax. Descrito el procedimiento de prueba de dispersión, se realizó con los cortes de perforación malla 12 mesh de la profundidad de 8800 pies, adicionando 10 gramos a cada una de las cuatro formulaciones del sistema Boremax. Obteniendo los siguientes resultados

Tabla 16. Prueba de dispersión para el sistema Boremax

| FLUIDO | MUESTRA ADICIONADA | MUESTRA NO DISPERSA | PORCENTAJE DE DISPERSIÓN |
|-----------|--------------------|---------------------|--------------------------|
| BOREMAX 1 | 10 gr | 6.60 gr | 34.0 % |
| BOREMAX 2 | 10 gr | 8.28 gr | 17.2 % |
| BOREMAX 3 | 10 gr | 0.42 gr | 95.8 % |
| BOREMAX 4 | 10 gr | 0.86 gr | 91.4 % |

Figura 32. Porcentaje de dispersión para el sistema Boremax.

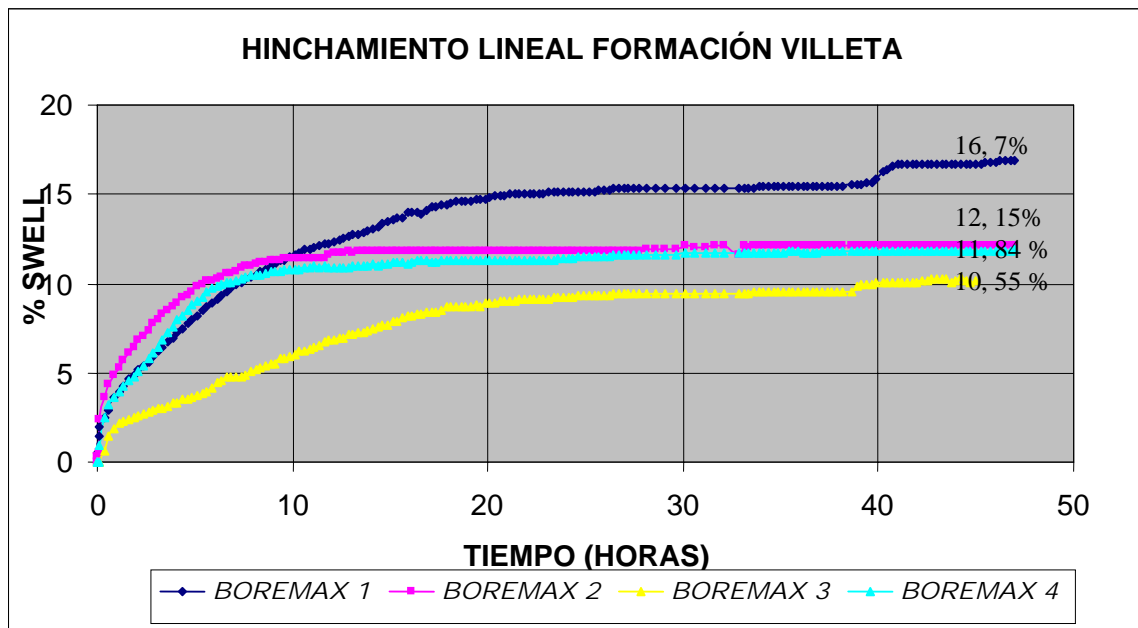


La grafica muestra que las formulaciones del sistema que presentaron menor dispersión de los sólidos evaluados son los sistemas contenidos por el silicato (sal) en una concentración del (2-5% v/v), son las formulaciones Boremax 1 y Boremax 2, se establece la importancia de la sal como factor inhibitorio en los cortes evaluados.

4.4.4 Prueba de hinchamiento lineal para el sistema Boremax. Se usa para determinar la hidratación o deshidratación de las lutitas por medición del aumento o reducción de longitud por unidad de tiempo, de un núcleo de lutitas reconstituido.

Se hizo el montaje de la prueba utilizando las diferentes formulaciones del sistema Boremax. Mostrando los siguientes resultados.

Figura 33. Curvas de hinchamiento lineal sistema Boremax



Valores menores al 30% de hinchamiento para las lutitas son considerados aceptables, los cuatro sistemas exhiben valores admisibles de hinchamiento.

4.5 EVALUACIÓN FLUIDO DE ALTO RENDIMIENTO HIDROGUARD

Se prepararon las formulaciones del sistema de alto rendimiento Hidroguard, con las siguientes formulaciones, Se dejó rodando por 16 horas a una $T=170^{\circ}\text{F}$ en un horno de rodado para simular condiciones de pozo.

Tabla 17. Formulación fluidos de alto rendimiento Hidroguard

| PRODUCTO | FUNCIÓN | HIDROGUARD 1 | HIDROGUARD 2 | HIDROGUARD 3 | HIDROGUARD 4 | HIDROGUARD 5 |
|---|----------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------------|-------------------------|
| Agua | | | | | | |
| Sal | Inhibición de lutitas | 15-20 lpb KCl | 15-20 lpb KCl | 15-20 lpb KCl | 15-20 lpb Nitrato K | 15-20 lpb Silicato K |
| Polímero debajo peso molecular no iónico | Estabilizador de lutitas | 2-3 lpb | 2-3 lpb | 2-3 lpb | 2-3 lpb | 2-3 lpb |
| Polímero de alto peso molecular no iónico | Floculante y encapsulador | 1-2 lpb | 1-2 lpb | 1-2 lpb | 1-2 lpb | 1-2 lpb |
| Material anfótero de bajo peso molecular | Estabilizador de lutitas | 4-6 lpb | ----- | ----- | ----- | ----- |
| Goma Xantica | Viscosificante | 1-2 lpb | 1-2 lpb | 1-2 lpb | 1-2 lpb | 1-2 lpb |
| Almidón modificado | Agente de control | 1-3 lpb | ----- | ----- | ----- | ----- |
| Asfalto en polvo | Estabilizador de lutitas | 3-5 lpb | 3-5 lpb | 3-5 lpb | 3-5 lpb | 3-5 lpb |
| Gilsonita | Controlador de filtrado | 3-5 lpb | 3-5 lpb | 3-5 lpb | 3-5 lpb | 3-5 lpb |
| Carbonato de Calcio 40-100 | Agente puenteante | 10-20 lpb | 10-20 lpb | 10-20 lpb | 10-20 lpb | 10-20 lpb |
| Carbonato de Calcio 200 | Agente puenteante | 10-20 lpb | 10-20 lpb | 10-20 lpb | 10-20 lpb | 10-20 lpb |
| Potasa cáustica | Alcalinidad | 0.5 lpb | 0.5 lpb | 0.5 lpb | 0.5 lpb | 0.5 lpb |
| Glicol polialquilénico | Estabilizador de lutitas | ----- | ----- | 2-4 % | 2-4 % | 2-4 % |
| Celulosa polianiónica | Agente de control filtrado | ----- | 1-3 lpb | 1-3 lpb | 1-3 lpb | 1-3 lpb |
| Derivado de almidón procesado | Agente de control filtrado | ----- | 1-3 lpb | 1-3 lpb | 1-3 lpb | 1-3 lpb |
| Glicol polialquénico (bajo punto de nube) | Estabilizador de lutitas | ----- | 2-4 % | ----- | ----- | ----- |
| Barita | Densificante | 410 lpb | 410 lpb | 410 lpb | 410 lpb | 410 lpb |

Para las formulaciones se probó el desempeño de diferentes inhibidores como glicoles polialquilenicos de alto/bajo punto de nube, material anfoterico y salmueras para determinar la sinergia con el sistema y el efecto con los cortes a evaluar , para la formulación Hidroguard 1 se adiciono material anfoterico y salmuera base cloruro de potasio, es le único que difiere en el producto para control de filtrado utilizando solamente almidón modificado; las demás formulaciones utilizan para control de filtrado celulosa polianionica y derivado de almidón procesado, a la formulación Hidroguard 2 se adiciono glicol polialquileno de bajo punto de nube y salmuera base cloruro de potasio, Hidroguard 3 se agrego glicol polialquileno de alto punto de nube y salmuera base cloruro de potasio , Hidroguard 4 se adiciono glicol polialquileno de alto punto de nube y salmuera base nitrato de potasio y Hidroguard 5 se utilizo glicol polialquileno de alto punto de nube y salmuera base silicato de potasio

4.5.1 Pruebas básicas API realizadas a las diferentes formulaciones del fluido Hidroguard. Se realizaron pruebas básicas como reología, peso del lodo, pH, filtrado API, HPHT (Alta presión/Alta temperatura) y químicas a las formulaciones antes y después de rolar, siguiendo los procedimientos ya descritos, (ver ANEXO A).

Tabla 18. Resultados pruebas básicas API fluido Tipo I Hidroguard

| PRUEBAS | HIDROGUARD 1 | | HIDROGUARD 2 | | HIDROGUARD 3 | | HIDROGUARD 4 | | HIDROGUARD 5 | |
|-----------|-----------------|--------|-----------------|--------|-----------------|--------|-----------------|--------|-----------------|--------|
| | Antes de Rolado | Rolado | Antes de Rolado | Rolado | Antes de Rolado | Rolado | Antes de Rolado | Rolado | Antes de Rolado | Rolado |
| R600/R300 | 68/42 | 66/41 | 108/69 | 95/60 | 107/70 | 110/71 | 94/61 | 92/59 | 146/98 | 144/97 |
| R200/R100 | 34/24 | 36/24 | 52/35 | 47/32 | 54/37 | 56/38 | 50/35 | 46/32 | 78/55 | 73/51 |
| R6/R3 | 6/5 | 6/4 | 9/6 | 8/6 | 9/6 | 9/6 | 9/7 | 9/7 | 17/14 | 18/14 |

| | | | | | | | | | | |
|--------------------------------|--------------|---------------|---------------|-----------|-----------|------------|------------|------------|---------------|-------------|
| GEL 10"/10' | 6/7 | 5/7 | 7/9 | 6/8 | 7/9 | 7/9 | 8/10 | 7/8 | 13/17 | 12/15 |
| VP (cp) | 26 | 25 | 39 | 35 | 37 | 39 | 33 | 33 | 48 | 47 |
| YP (lb/100ft ²) | 16 | 16 | 30 | 25 | 33 | 32 | 28 | 26 | 50 | 50 |
| YS (lb/100ft ²) | 4 | 2 | 3 | 4 | 3 | 3 | 5 | 5 | 11 | 10 |
| FILTRADO API (ml) | 3.8 | 4.2 | 3 | 3 | 2.6 | 3.2 | 3.2 | 4.4 | 2.3 | 6.0 |
| FILTRADO HPHT (ml) | 30 | 30.4 | 18 | 18 | 12.4 | 15 | 13 | 14.4 | 13 | 30.8 |
| Densidad (lpg) | 14.45 | 14.45 | 14.4 | 14.4 | 14.7 | 14.7 | 14.4 | 14.4 | 14.4 | 14.4 |
| PH | 8.54 | 8.35 | 8.40 | 8.21 | 8.52 | 8.32 | 8.3 | 8.2 | 11.0 | 11.9 |
| Pf/mf | 0.1/ 0.58 | 0.05 /0.55 | 0.12 /0.35 | 0 /0.3 | 0 /0.2 | 0 /0.35 | 0 /0.25 | 0 /0.55 | 17.7 /21.2 | 17.7 /22 |
| Cloruros | 13500 | 20000 | 13000 | 20000 | 12500 | 22000 | 400 | 420 | 2500 | 3000 |
| Calcios | 230 | 280 | 320 | 280 | 280 | 280 | 260 | 260 | 20 | 20 |

4.5.2 Lubricidad de los fluidos Hidroguard. Se realizó la prueba de lubricidad para los cinco fluidos Hidroguard; para efectos de calibración del equipo en el momento de la prueba el coeficiente de lubricidad del agua fue de 0.34.

Los valores aceptables son:

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

Tabla 19. Coeficientes de lubricidad para las formulaciones del sistema Hidroguard.

| PRUEBAS | HIDROGUARD 1 | | HIDROGUARD 2 | | HIDROGUARD 3 | | HIDROGUARD 4 | | HIDROGUARD 5 | |
|------------|----------------|--------|----------------|--------|----------------|--------|----------------|--------|----------------|--------|
| | Antes de Rolar | Rolado | Antes De Rolar | Rolado | Antes de Rolar | Rolado | Antes de Rolar | Rolado | Antes de Rolar | Rolado |
| LUBRICIDAD | 0.18 | 0.17 | 0.19 | 0.19 | 0.16 | 0.16 | 0.12 | 0.12 | 0.18 | 0.19 |

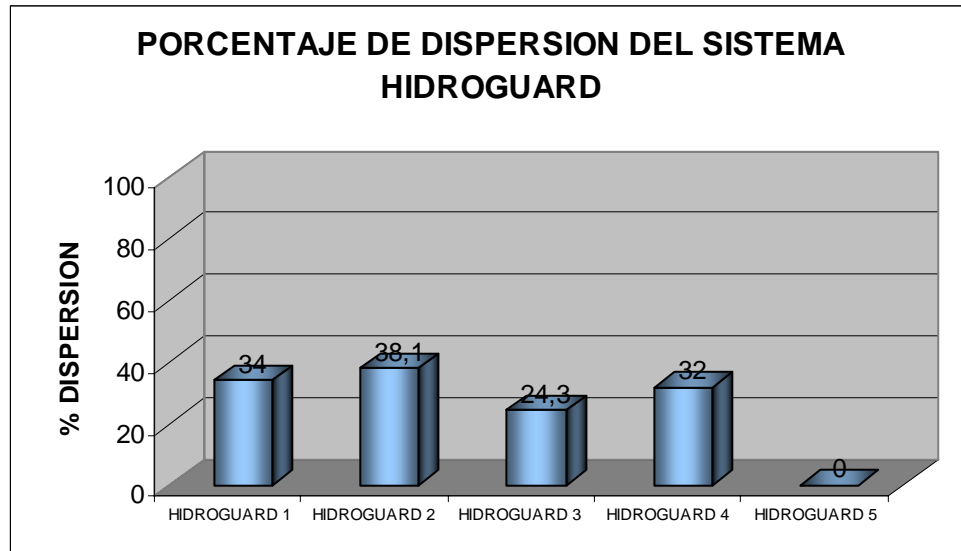
Los fluidos del sistema Hidroguard están en el rango permisible para lodos base agua sin el uso de lubricantes.

4.5.3 Prueba de dispersión usando el sistema Hidroguard. Se realizo la prueba de dispersión con la muestra 5, pasándolos por la malla 12 mesh, adicionando 10 gramos a cada una de las cinco formulaciones del sistema Hidroguard .Los resultados de las pruebas son las siguientes

Tabla 20. Prueba de dispersión para el sistema Hidroguard

| FLUIDO | MUESTRA ADICIONADA | MUESTRA NO DISPERSA | PORCENTAJE DE DISPERSIÓN |
|--------------|--------------------|---------------------|--------------------------|
| HIDROGUARD 1 | 10 gr | 6.60 gr | 34.0 % |
| HIDROGUARD 2 | 10 gr | 6,19 gr | 38.1 % |
| HIDROGUARD 3 | 10 gr | 7,57 gr | 24.3 % |
| HIDROGUARD 4 | 10 gr | 6.80 gr | 32.0 % |
| HIDROGUARD 5 | 10 gr | 10 .00gr | 0.0% |

Figura 34. Porcentaje de dispersión para el sistema Hidroguard.

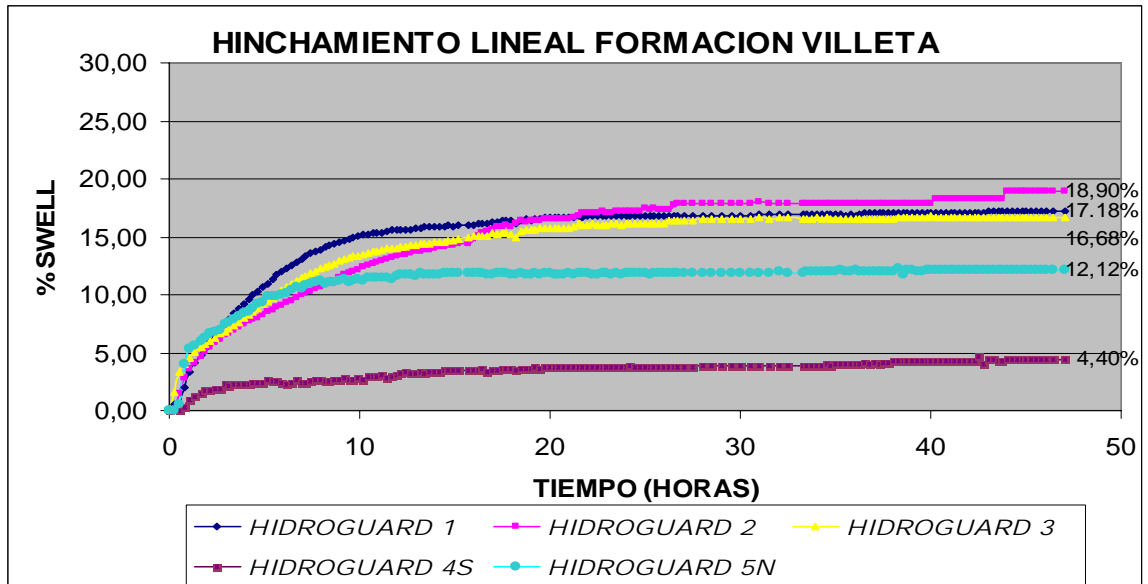


Los valores de dispersión para las formulaciones del sistema de alto rendimiento Hidroguard son bajos, pero el que presenta menor dispersión es el Hidroguard 3 tomado como base para la evaluación de las otras dos salmueras, con Nitrato de Potasio y con Silicato de Potasio, esta última no presenta dispersión de sólidos se conservaron en su totalidad, pero el lodo emite un olor amoniacal por el aumento de pH proporcionado por el silicato, reaccionando con el polímero no iónico de alto peso molecular.

Evaluando el efecto de las salmueras con KCL y Nitrato de Potasio como fase continua en la formulación 3 exhiben un comportamiento similar.

4.5.4 Prueba de hinchamiento lineal para el sistema Hidroguard. Se hizo el montaje de la prueba utilizando las cinco formulaciones del sistema Hidroguard con sus respectivas probetas. Los resultados se muestran a continuación.

Figura 35. Curvas de hinchamiento lineal sistema Hidroguard



Valores menores al 30% de hinchamiento para las lutitas son considerados aceptables, los cinco sistemas exhiben valores admisibles de hinchamiento.

La formulación Hidroguard 4S presenta el menor hinchamiento, pero el alto valor de pH generado por el silicato de potasio reacciona con la poliacrilamida no hidrolizada y produce amoníaco, los intervalos de pH óptimos para estos sistemas son de 7 a 9.

Evaluando el efecto de las salmueras con KCL y Nitrato de Potasio como fase continua en la formulación 3 es el Nitrato el que proporciona mayor inhibición al sistema pues muestra un menor hinchamiento lineal.

4.6 EVALUACIÓN DEL FLUIDO DE ALTO RENDIMIENTO PERFORMADRIL

Se prepararon las diferentes formulaciones del sistema Performadril con la siguiente formulación, Se dejó rolando los fluidos por 16 horas a una T=170°F en un horno de rolado para simular condiciones de pozo.

Tabla 21. Formulación fluidos de alto rendimiento Performadril.

| PRODUCTO | FUNCIÓN | PERFORMADRIL 1 | PERFORMADRIL 2 | PERFORMADRIL 3 | PERFORMADRIL 4 | PERFORMADRIL 5 |
|--|----------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------------|-------------------------|
| Sal | Inhibición de lutitas | ----- | 15-20 lpb KCl | ----- | 15-20 lpb Silicato K | 15-20 lpb Silicato K |
| Polímero orgánico | Inhibidor floculante | 2-5% | 2-5% | 2-5% | 2-5% | 2-5% |
| Material anfótero de bajo peso molecular | Estabilizador de lutitas | 5-8 lpb | ----- | ----- | 5-8 lpb | ----- |
| Goma Xantica | Viscosificante | 1-2 lpb | 1-2 lpb | 1-2 lpb | 1-2 lpb | 1-2 lpb |
| Almidón modificado | Agente de control | 2-4 lpb | 2-4 lpb | 2-4 lpb | 2-4 lpb | 2-4 lpb |
| Asfalto en polvo | Estabilizador de lutitas | 3-5 lpb | 3-5 lpb | 3-5 lpb | 3-5 lpb | 3-5 lpb |
| Gilsonita | Controlador de filtrado | 3-5 lpb | 3-5 lpb | 3-5 lpb | 3-5 lpb | 3-5 lpb |
| Carbonato de Calcio 40-100 | Agente puenteante | 10-20 lpb | 10-20 lpb | 10-20 lpb | 10-20 lpb | 10-20 lpb |
| Carbonato de Calcio 200 | Agente puenteante | 10-20 lpb | 10-20 lpb | 10-20 lpb | 10-20 lpb | 10-20 lpb |
| Potasa cáustica | Alcalinidad | 0.5 lpb | 0.5 lpb | 0.5 lpb | 0.5 lpb | 0.5 lpb |
| Glicol polialquilénico | Estabilizador de lutitas | ----- | 2-4 % | 2-4 % | ----- | ----- |
| Celulosa polianiónica | Agente de control filtrado | 1-3 lpb | 1-3 lpb | 1-3 lpb | 1-3 lpb | 1-3 lpb |
| Barita | Densificante | 410 lpb | 410 lpb | 410 lpb | 410 lpb | 410 lpb |

Se evaluó el desempeño del sistema base con diferentes inhibidores, Performadril 1 formulado con material anfoterico y sin sal en el sistema, Peformadril 2 constituido por glicol polialquileno y salmuera base cloruro de potasio, Performadril 3 se adiciono glicol polialquileno y sin sal en el sistema, Performadril 4 formulado con material anfoterico y salmuera base silicato de potasio y Performadril 5 se adiciono glicol polialquileno y salmuera base silicato de potasio.

4.6.1 Pruebas básicas API realizadas al fluido Performadril. Se realizaron pruebas básicas a las formulaciones siguiendo los procedimientos API del Manual de Fluidos Baroid , pruebas como reología, peso del lodo, pH, filtrado API, filtrado HPHT (Alta presión/Alta temperatura) y químicas fueron hechas a las diferentes formulaciones de este sistema antes y después de rolar.

Tabla 22. Resultados pruebas básicas API fluido Performadril.

| PRUEBAS | PERFORMADRIL 1 | | PERFORMADRIL 2 | | PERFORMADRIL 3 | | PERFORMADRIL4 | | PERFORMADRIL 5 | |
|-----------------------------|----------------|---------|----------------|---------|----------------|---------|----------------|--------|----------------|---------|
| | Antes de Rolar | Rolando | Antes de Rolar | Rolado | Antes de Rolar | Rolado | Antes de Rolar | Rolado | Antes de Rolar | Rolado |
| R600 | 146/ | 174/ | 189/ | 197/ | 201/ | 201/ | 136/ | 142/ | 190/ | 194/ |
| /R300 | 101 | 116 | 145 | 176 | 155 | 157 | 94 | 110 | 141 | 144 |
| R200 | 77/53 | 92/63 | 120/87 | 153/113 | 135/100 | 136/100 | 68/44 | 88/52 | 116/84 | 121/100 |
| /R100 | | | | | | | | | | |
| R6/R3 | 14/11 | 17/13 | 24/17 | 33/24 | 27/19 | 27/19 | 12/10 | 15/12 | 26/20 | 29/23 |
| GEL 10"/10' | 12/15 | 13/17 | 17/22 | 24/26 | 19/23 | 19/21 | 11/15 | 13/17 | 20/24 | 23/28 |
| VP (cp) | 45 | 58 | 44 | 21 | 46 | 44 | 42 | 32 | 49 | 50 |
| YP (lb/100ft ²) | 56 | 58 | 101 | 155 | 109 | 113 | 52 | 78 | 92 | 94 |
| YS (lb/100ft ²) | 8 | 9 | 10 | 15 | 11 | 11 | 8 | 9 | 14 | 17 |
| FILTRADO API (ml) | 0 | 3.4 | 4 | 3.6 | 4.4 | 4.2 | 80 | 85 | 13 | 14 |

| | | | | | | | | | | |
|-----------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|--------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| FILTRADO HPHT (ml) | 0 | 1 | 16 | 16.4 | 0 | 1 | 160 | 162 | 158 | 150 |
| Densidad (ppg) | 14.5 | 14.4 | 14.5 | 14.5 | 14.4 | 14.4 | 14.5 | 14.5 | 14.4 | 14.4 |
| PH | 9.8 | 9.8 | 9.13 | 9.13 | 9.9 | 9.9 | 12.20 | 12.17 | 12.12 | 12.07 |
| Pf/mf | 0.25 /0.7 | 0.25 /0.7 | 0.05 /0.4 | 0.15 /0.65 | 0.15 /0.55 | 0.15 /0.7 | 21 /25 | 21 /24 | 20 /24 | 20 /24 |
| Cloruros | 1300 | 1350 | 18000 | 20000 | 450 | 900 | 2700 | 2800 | 2500 | 2550 |
| Calcios | 76 | 80 | 120 | 140 | 100 | 88 | N/D | N/D | N/D | N/D |

4.6.2 Lubricidad de los fluidos Performadril. Se realizó la prueba de lubricidad para los cinco fluidos Performadril; para efectos de calibración del equipo en el momento de la prueba el coeficiente de lubricidad del agua fue de 0.34.

Los valores aceptables son:

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

Tabla 23. Coeficientes de lubricidad para las formulaciones del sistema Performadril

| PRUEBAS | PERFORMADRIL 1 | | PERFORMADRIL 2 | | PERFORMADRIL 3 | | PERFORMADRIL 4 | | PERFORMADRIL 5 | |
|-------------------|-----------------------|--------|-----------------------|--------|-----------------------|--------|-----------------------|--------|-----------------------|--------|
| | Antes de Rolar | Rolado | Antes de Rolar | Rolado | Antes de Rolar | Rolado | Antes de Rolar | Rolado | Antes de Rolar | Rolado |
| LUBRICIDAD | 0.19 | 0.19 | 0.20 | 0.20 | 0.18 | 0.18 | 0.21 | 0.21 | 0.26 | 0.26 |

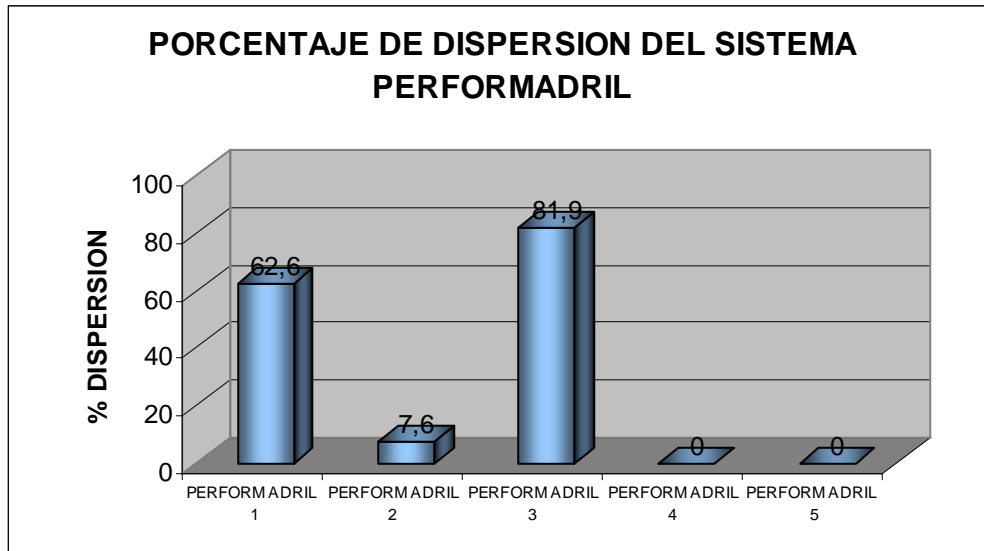
Las formulaciones de Performadril 1,2 y 3 muestran un valor tolerable de lubricidad sin la adición de lubricantes; las formulaciones 4 y 5 por la adición del silicato de Potasio presentan coeficientes de lubricidad mayores.

4.6.3 Prueba de dispersión usando el sistema Performadril. Las pruebas se realizaron de manera similar a las prueba de dispersión con los otros fluidos de alto rendimiento, se seleccionó la zona más reactiva de la formación Villeta, correspondiente a la profundidad 8800 pies. Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 24. Prueba de dispersión para el sistema Performadril

| FLUIDO | MUESTRA ADICIONADA | MUESTRA NO DISPERSA | PORCENTAJE DE DISPERSIÓN |
|-----------------------|---------------------------|----------------------------|---------------------------------|
| PERFORMADRIL 1 | 10 gr | 3,74 gr | 62,6% |
| PERFORMADRIL 2 | 10 gr | 9,24 gr | 7,6% |
| PERFORMADRIL 3 | 10 gr | 1.81 gr | 81,9% |
| PERFORMADRIL 4 | 10 gr | 10,0 gr | 0,0% |
| PERFORMADRIL 5 | 10 gr | 10,0 gr | 0,0% |

Figura 36. Porcentaje de dispersión para el sistema Performadril.

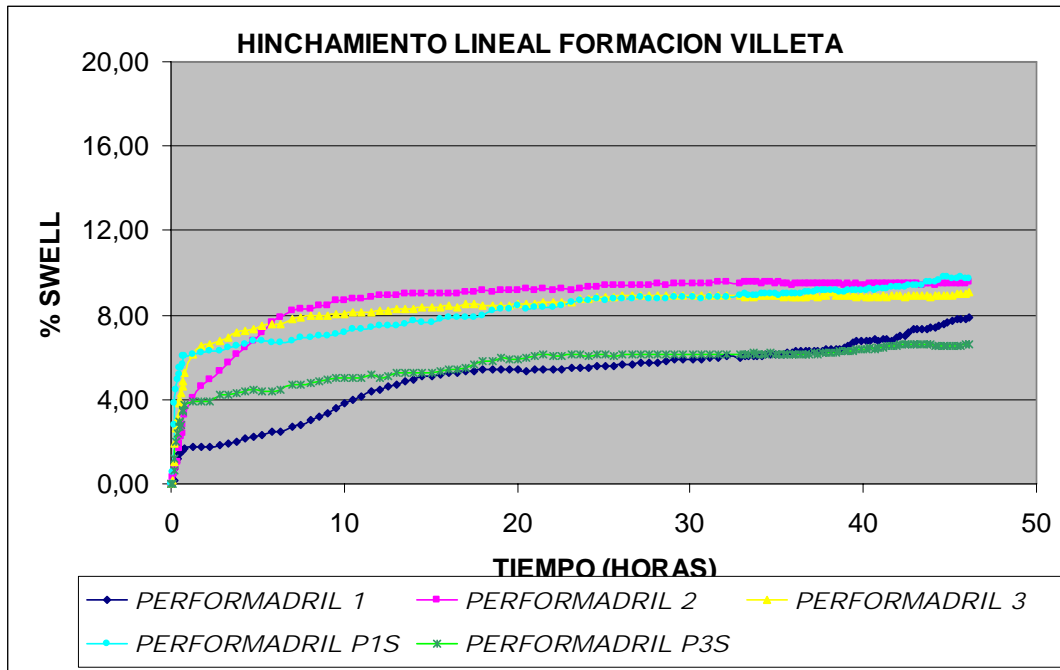


Observando la grafica de dispersión para el sistema Performadril, se establece la importancia de las salmueras con KCL y silicato de potasio en la inhibición del sistema.

Se descarta el uso de los sistemas Performadril con la sal silicato de potasio, las formulaciones 4 y 5 aun cuando su inhibición es excelente, no presenta control de filtrado por las pruebas realizadas filtrado API y HPHT.

4.6.4 Prueba de hinchamiento Lineal. Descrito el procedimiento se procedió a la evaluación de las diferentes formulaciones del sistema Performadril con los cortes más reactivos de la formación villeta (8800 pies). Los resultados obtenidos son los siguientes

Figura 37. Curvas de hinchamiento lineal sistema Performadril



Valores menores al 30% de hinchamiento para las lutitas son considerados aceptables, los cuatro sistemas exhiben valores admisibles de hinchamiento.

4.7 EVALUACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALTO RENDIMIENTO BOREMAX, HIDROGUARD Y PERFORMADRIL COMPARADO CON EL LODO BASE ACEITE.

La selección de la formulación para cada sistema fue tomada en base a la evaluación del poder inhibitorio y la estabilidad del fluido, tomando en cuenta, los fluidos que presentaron menor dispersión de las muestra, la prueba de hinchamiento lineal no se tomo como criterio de selección porque las diferentes formulaciones para cada sistema presentaban valores similares de hinchamiento.

La formulación seleccionada para cada sistema fueron las siguientes

- Boremax 2
- Hidroguard 3
- Performadril 2

4.7.1 Pruebas básicas API realizadas los diferentes sistemas

Para evaluar la estabilidad de los diferentes sistemas de alto rendimiento y el sistema base aceite usado actualmente en el pozo Balcón 26 se le realizo una serie de pruebas como reología, peso del lodo, pH, filtrado API, filtrado HPHT (Alta presión/Alta temperatura) y químicas fueron hechas a las diferentes formulaciones antes y después de rolar.

Tabla 25. Resultados pruebas básicas para los sistemas seleccionados.

| PRUEBAS | OBM | BOREMAX 2 | | HIDROGUARD 3 | | PERFORMADRIL 2 | |
|-----------------------------|-----------------|----------------|------------------|----------------|------------------|----------------|------------------|
| | Fluido de Campo | Antes de Rolar | Después de Rolar | Antes de Rolar | Después de Rolar | Antes de Rolar | Después de Rolar |
| REOLOGÍA @ 120F | | | | | | | |
| R600/R300 | 198/112 | 155/121 | 105/64 | 107/70 | 110/71 | 189/145 | 197/176 |
| R200/R100 | 83/50 | 105/89 | 49/32 | 54/37 | 56/38 | 120/87 | 153/113 |
| R6/R3 | 15/14 | 60/58 | 20/19 | 9/6 | 9/6 | 24/17 | 33/24 |
| GEL 10"/10' | 24/50 | 56/75 | 4/17 | 7/9 | 7/9 | 17/22 | 24/26 |
| VP (cp) | 86 | 34 | 41 | 37 | 39 | 44 | 21 |
| YP (lb/100ft ²) | 26 | 87 | 23 | 33 | 32 | 101 | 155 |
| YS (lb/100ft ²) | 13 | 56 | 18 | 3 | 3 | 10 | 15 |

| | | | | | | | |
|------------------------------|--------|----------|----------|-------|--------|----------|-----------|
| FILTRADOAPI (ml) | ----- | 4.6 | 5.4 | 2.6 | 3.2 | 3.6 | 4 |
| FILTRADOHPHT (ml) | 6.8 | 26 | 28 | 12.4 | 15 | 16 | 16.4 |
| Densidad (ppg) | 14.9 | 14.4 | 14.4 | 14.7 | 14.7 | 14.5 | 14.5 |
| PH | ----- | 10.49 | 9.85 | 8.52 | 8.32 | 9.13 | 9.13 |
| Pf/mf | 4.8 | 0.35/1.4 | 0.35/1.4 | 0/0.2 | 0/0.35 | 0.05/0.4 | 0.15/0.65 |
| Cloruros | 0.26ml | 1150 | 1150 | 12500 | 22000 | 18000 | 20000 |
| Calcios | 80 | 100 | 100 | 280 | 280 | 120 | 140 |

Como característica propia de los fluidos de alto rendimiento los tres sistemas exhiben valores de baja viscosidad plástica incluso menores que la mostrada por el lodo base aceite, esto mejora la hidráulica de la perforación, incrementando las ROP y aumentando la vida útil de la broca; los valores de yield point mostrados por estos fluidos optimiza la limpieza del hueco, removiendo los cortes.

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 y si es muy alto el pH los polímeros no iónico de alto peso molecular reaccionan.

Los sistemas de alto rendimiento muestran un filtrado API bajo en un rango < 6 ml

El sistema Boremax 2 es el que tiene menor contenido de cloruros (1150 ppm), los demás sistemas están en un rango entre (18000-22000 ppm)

4.7.2 Lubricidad de los fluidos de alto rendimiento seleccionados. Una vez corrida la prueba de lubricidad para los fluidos seleccionados y el fluido base aceite se obtuvieron los siguientes resultados

Los valores aceptables son:

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

Tabla 26. Coeficientes de lubricidad para las formulaciones seleccionadas.

| PRUEBAS | BASE ACEITE | BOREMAX 2 | | HIDROGUARD 3 | | PERFORMADRIL 2 | |
|-------------------|------------------------|-----------------------|---------------|-----------------------|---------------|-----------------------|---------------|
| | Fluido de campo | Antes de Rolar | Rolado | Antes de Rolar | Rolado | Antes de Rolar | Rolado |
| LUBRICIDAD | 0.09 | 0.18 | 0.18 | 0.16 | 0.16 | 0.20 | 0.20 |

Las formulaciones muestran un valor tolerable de lubricidad sin la adición de lubricantes.

La química actual de los polímeros y la sinergia comprobada entre diferentes materiales, hace que estos sistema altamente inhibidos, presente coeficientes de lubricidad que entran el rango para lodos base agua , sin tener que recurrir a la adición de ningún tipo de lubricante. Todo esto acompañado por revoques de los fluidos extremadamente delgados y lubricados a cualquier condición de presión y temperatura. En las graficas podemos apreciar el revoque presentados por los tres sistemas caracterizándose por su delgadez y consistencia

Figura 38. Torta filtrado API y HPHT Boremax 2



Torta Filtrado API @ 100 psi



Torta Filtrado HPHT @ 500 psi

Figura 39. Torta filtrado API y HPHT Hidroguard 3



Torta Filtrado API @ 100 psi



Torta Filtrado HPHT @ 500 psi

Figura 40. Torta filtrado API y HPHT Performadril 2



Torta Filtrado API @ 100 psi



Torta Filtrado HPHT @ 500 psi

Figura 41. Torta filtrado HPHT Fluido base aceite usado en pozo Balcón 26



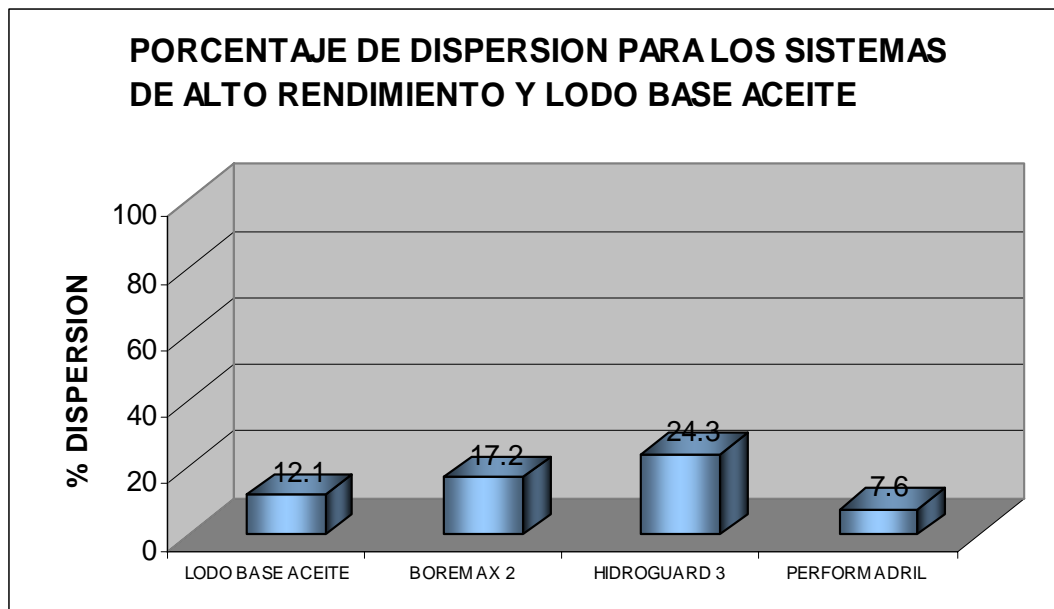
Torta HPHT @ 500 psi 250°F

4.7.3 Prueba de dispersión para los diferentes sistemas de alto rendimiento y lodo base aceite. Seleccionados los fluidos de alto rendimiento que presentaron menor dispersión para cada sistema, se hace una comparación del desempeño de los tres sistemas con el lodo base aceite utilizado actualmente en Campo. Los resultados son los siguientes.

Tabla 27. Prueba de dispersión para los diferentes sistemas de alto rendimiento y lodo base aceite

| FLUIDO | MUESTRA ADICIONADA | MUESTRA NO DISPERSA | PORCENTAJE DE DISPERSIÓN |
|------------------|--------------------|---------------------|--------------------------|
| BOREMAX 2 | 10 gr | 8.28 gr | 17.2 % |
| HIDROGUARD 3 | 10 gr | 7,57 gr | 24.3 % |
| PERFORMADRIL 2 | 10 gr | 9,24 gr | 7,6% |
| LODO BASE ACEITE | 10 gr | 8,8 gr | 12.1% |

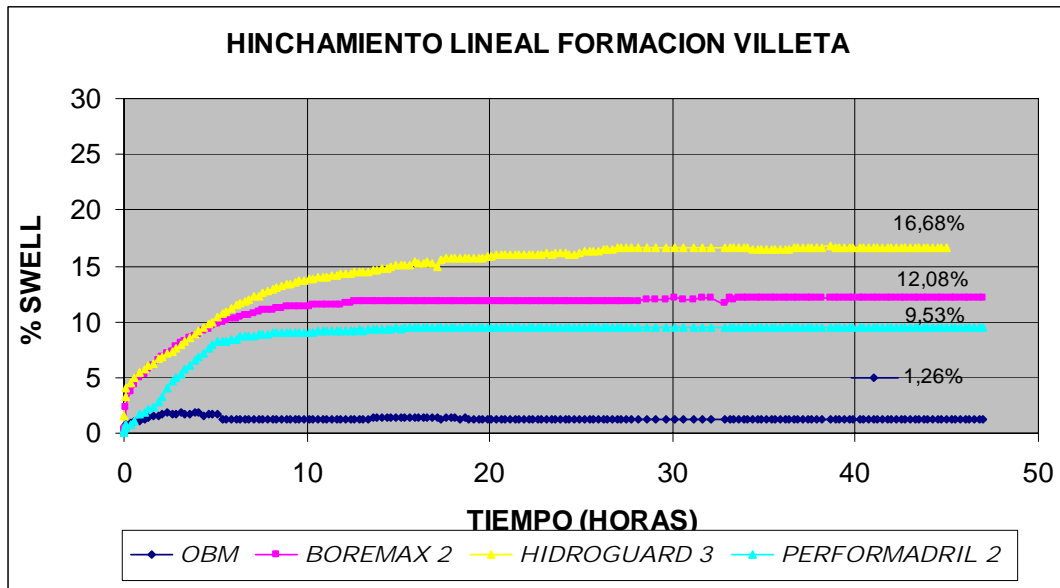
Figura 42. Porcentaje de dispersión para los sistemas de alto rendimiento y lodo base aceite.



El sistema que exhibe menor porcentaje de dispersión es el sistema Performadril 2 (7.6%) incluso menor al presentado por el lodo base aceite usado actualmente en campo (12.1%).

4.7.4 Prueba de hinchamiento Lineal. Seleccionado la formulación que presentó menor hinchamiento para cada sistema comparado con el bajo valor de hinchamiento presentado por el lodo base aceite usado actualmente en el campo Balcón 26 se obtienen los siguientes resultados .

Figura 43. Curvas de hinchamiento lineal para sistemas de alto rendimiento y lodo base aceite.



Valores menores al 30% de hinchamiento para las lutitas son considerados aceptables, los tres sistemas exhiben valores aceptables de hinchamiento, pero el sistema de alto rendimiento base agua Performadril 2 es el sistema que presenta menor hinchamiento con un valor de 9.53 % de hinchamiento lineal.

4.8 SELECCIÓN DEL FLUIDO DE ALTO RENDIMIENTO

En base a los resultados obtenidos de la evaluaciones de los diferentes sistemas de alto rendimiento se observo que el fluido que presenta el mejor poder de inhibición de los cortes de la formación Villeta del pozo Balcón es el sistema Performadril 2 ; las diferentes pruebas lo corroboran, en la prueba de dispersión el porcentaje fue de 7.6%, menor que el presentado por el lodo base aceite utilizado en esta sección (12.1%); es el sistema que mostró menor hinchamiento lineal (9.53%); El coeficiente de rozamiento fue de 0,2 valor tolerable dentro de los rangos e lodos base agua si tenemos en cuenta que no tiene la adición de ningún

lubricante además de presentar un revoque delgado y consistente a presiones y altas temperaturas, propicia para disminuir la torsión y resistencia de la sarta y la broca .

A condiciones normales el sistema presentó una buena reología, viscosidades plásticas bajas y valores de yield point altos.

Se procedió a realizar la prueba FANN 70 para determinar las propiedades reologicas del sistema 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 sistema. Los resultados fueron los siguientes.

Tabla 28. Resultados FANN 70 para el sistema Performadril 2

| <i>T °</i> | 200 °F | | | | 250 °F | | | |
|--|------------------|------------------|------------------|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|------------------|
| PRESION DE PRUEBA | 14.7 psi | 5000 psi | 7000 psi | 10000 psi | 14.7 psi | 5000 psi | 7000 psi | 10000 psi |
| 600 RPM | 144,7 | 186,6 | 189 | 196,9 | 111,8 | 116,2 | 121,7 | 122,8 |
| 300 RPM | 103,6 | 137,1 | 138 | 142,4 | 80,3 | 85 | 89,4 | 89,4 |
| 200 RPM | 84 | 114 | 114 | 117,3 | 67,1 | 70,1 | 71,9 | 72,8 |
| 100 RPM | 61,4 | 83,1 | 83,1 | 85 | 51 | 52,7 | 53,5 | 53,5 |
| 6 RPM | 23,8 | 25,5 | 23,8 | 25,5 | 15,7 | 13,2 | 18,1 | 18,1 |
| 3 RPM | 22,2 | 22,2 | 18,1 | 21,4 | 13,2 | 13,2 | 13,2 | 14,4 |
| PV,cp | 41 | 49,5 | 26 | 54,5 | 31,5 | 31,2 | 32,3 | 33,4 |
| YP Lb/100pie ² | 63 | 87,6 | 112 | 88 | 48,8 | 53,8 | 57,1 | 56 |
| YS Lb/100pie ² | 20,6 | 18,6 | 12,4 | 17,3 | 10,7 | 13,2 | 8,3 | 10,7 |
| N | 0,561 | 0,466 | 0,267 | 0,491 | 0,484 | 0,437 | 0,491 | 0,504 |
| K | 2,77 | 7,39 | 31,49 | 6,53 | 3,84 | 5,9 | 3,97 | 3,659 |
| Tau 0 | 13,82 | 4,8 | -32,92 | 6,11 | 4,59 | -2,64 | 5,43 | 6,55 |
| Gels 10''/10'/30', Lb/100pie ² | 18.1/19.3 | 18.1/19.3 | 18.1/19.3 | 18.1/18.1 | 9.5/12 | 9.5/12 | 9.5/12 | 9.5/12 |

Figura 44. Reología FANN 70 a 200 °F para el sistema Performadril 2

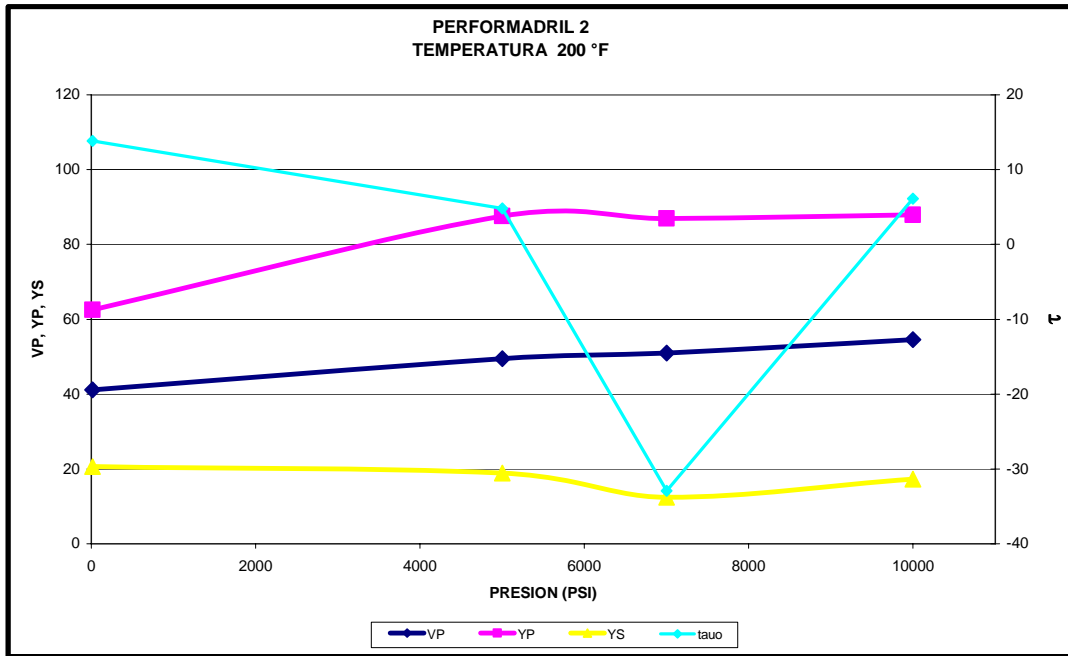
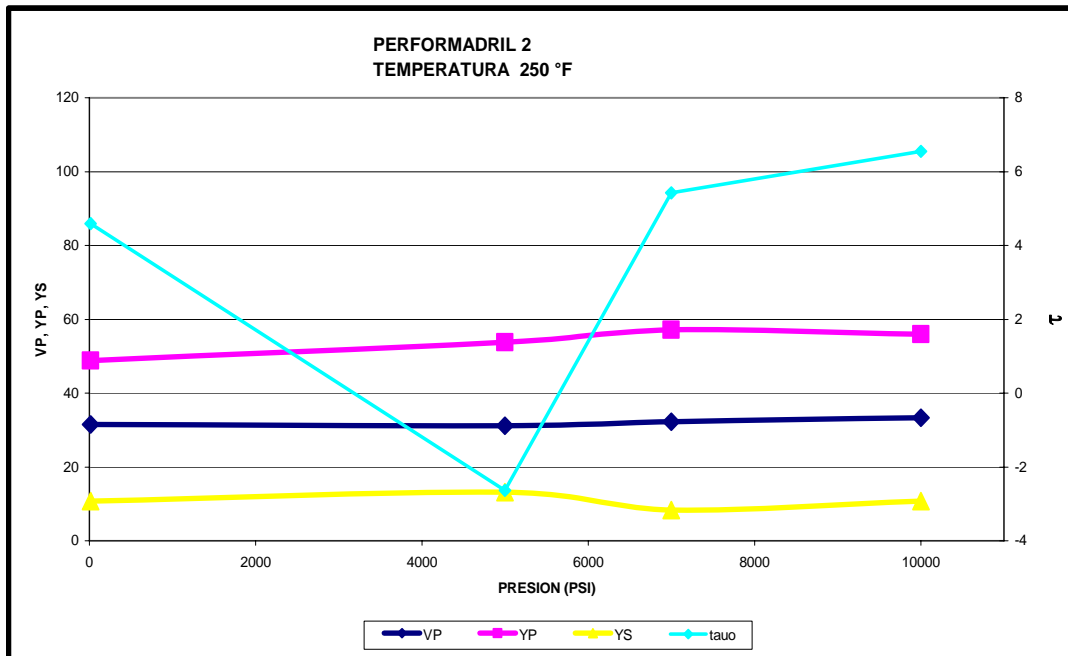


Figura 45. Reología FANN 70 a 250 °F para el sistema Performadril 2



Los resultados obtenidos por la prueba del FANN 70 nos indican la estabilidad del sistema en condiciones extremas, conserva los valores de viscosidad plásticas, yield point y yield stress.

Exhibe valores de viscosidad plástica y yield stress bajos propicios para mejorar la hidráulica de la perforación y datos de yield point altos propicios para la limpieza del hueco.

Figura 46. Geles a 200 °F para el sistema Performadril 2

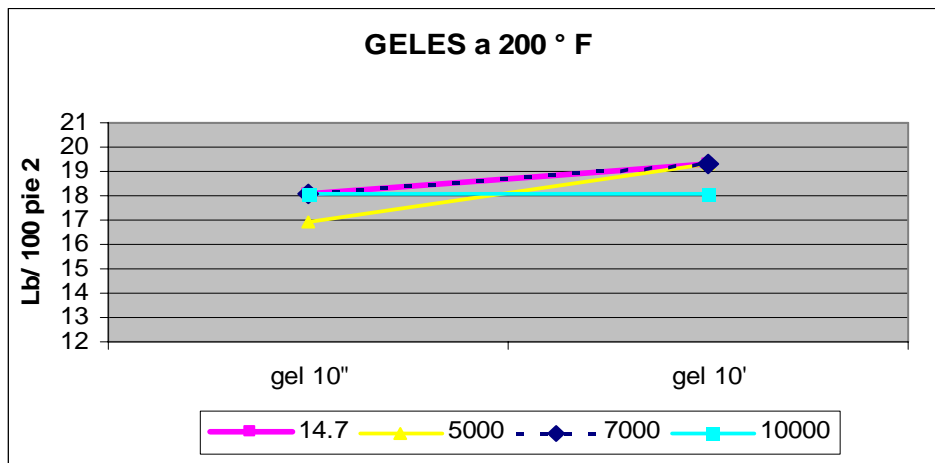
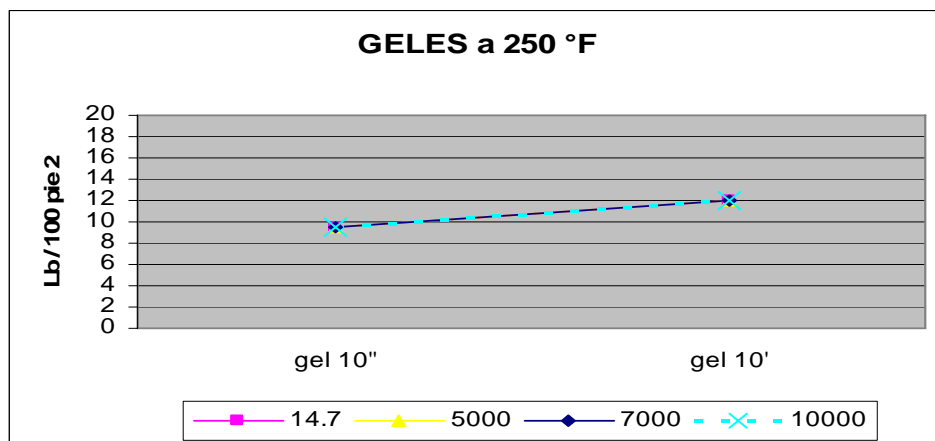


Figura 47. Geles a 250 °F para el sistema Performadril 2



5. EVALUACIÓN ECONÓMICA

En el siguiente capítulo entraremos a realizar la evaluación financiera, económica y ambiental entre el fluido de alto rendimiento base agua, PERFORMADRIL y el lodo base aceite utilizado en la sección III, perteneciente a la formación Villeta, en el pozo Balcón 26.

Esto nos permitió realizar la comparación de costos entre estos dos sistemas, para llegar a la conclusión que el sistema base agua de alto rendimiento tiene un desempeño similar que el sistema base aceite, su utilización reduciría costos de operación y lo más importante la mitigación del impacto ambiental de las zonas 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.

Tabla 29. Costos generados por el lodo base aceite

| LODO BASE ACEITE | | | | |
|---|--------------|-----------------------|----------|---------------------|
| ACTIVIDAD | COSTO UNIDAD | UNIDAD | CANTIDAD | COSTO TOTAL |
| Preparación Lodo Nuevo | US \$250 | No Barriles (sección) | 1200 | US \$ 300000 |
| Tratamiento de Cortes, Almacenamiento y Transporte (Cath tank y volqueta) | US \$ 1000 | GL (día) | 15 | US \$ 15000 |
| Tratamiento de Aguas, , Productos Químicos, Tanques de Almacenamiento, Personal | US \$1000 | GL (día) | 15 | US \$ 15000 |
| Desorption térmica | US \$70 | No Barriles (sección) | 280 | US \$ 19600 |
| COSTO TOTAL | | | | US \$ 349600 |

Tabla 30. Costos generados por el fluido de alto rendimiento Performadril

| PERFORMADRIL | | | | |
|---|---------------------|-----------------------|-----------------|---------------------|
| ACTIVIDAD | COSTO UNIDAD | UNIDAD | CANTIDAD | COSTO TOTAL |
| Preparación Lodo Nuevo | US \$130 | No Barriles (sección) | 1200 | US \$ 80000 |
| Tratamiento de Cortes, Almacenamiento y Transporte (Cath tank y volqueta) | US \$ 450 | GL (día) | 15 | US \$ 6750 |
| Tratamiento de Aguas, , Productos Químicos, Tanques de Almacenamiento, Personal | US \$1000 | GL (día) | 15 | US \$ 15000 |
| Desorption térmica | US \$70 | No Barriles (sección) | 280 | US \$ 19600 |
| TOTAL | | | | US \$ 221350 |

Tabla 31. Costos comparativos para el sistema Performadril /Base aceite

| COMPARATIVOS DE COSTOS TOTALES | |
|---------------------------------------|---------------------|
| ACTIVIDAD | COSTO TOTAL |
| LODO BASE ACEITE | US \$ 349600 |
| PERFORMADRIL | (-) US \$ 221350 |
| DIFERENCIACIÓN DE COSTOS | US \$ 128250 |

El resultado final de costos económicos, entre los dos sistemas nos muestra que el fluido de alto rendimiento PERFORMADRIL nos genera un ahorro de (US \$128250), en comparación de utilizar procesos con LODO BASE ACEITE. Adicionalmente se obtiene un beneficio en el impacto ambiental, debido a que no se utilizan sustancias que contaminan 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.

CONCLUSIONES

- Evaluando el desempeño de la salmuera constituida con Silicato de potasio en la formulación de los lodos se encontró que aunque su poder inhibitorio es excelente desestabiliza el sistema aumenta los filtrados considerablemente y en el sistema Hidroguard por su alto pH hace reaccionar el polímero no iónico de alto peso molecular produciendo un olor a amoníaco, por estas razones esta sal debe descartarse para su uso.
- El efecto de disminución de pH, característica del sulfato de potasio, lo descalifica como fase continua en los fluidos a evaluar porque proporcionaría un medio ácido que acarrearía en problemas de descomposición de los aditivos y corrosión de la tubería.
- Como objeto de este estudio, para encontrar el posible sustituto de fluidos base aceite por fluidos base agua de alto rendimiento, el sistema a evaluar debe cumplir o exceder con todas las expectativas que las operadoras esperan: estabilidad del hueco, altas tasas de perforación, óptima hidráulica, excelente lubricación y aplicable a cualquier condición de presión o temperatura; el fluido propuesto para este fin es la formulación Performadril 2, cumple con las perspectivas esperadas; Su alto poder inhibitorio brindaría estabilidad al hueco; El sistema exhibió viscosidades plásticas bajas y estabilidad en la reología incluso a ; La lubricidad presentada por el sistema es buena sin la adición de lubricantes y por sus revoques delgados reducen la fuerza de torsión de la sarta y la broca. Todas estas características lo postulan como un reemplazo creíble de fluidos base aceite.

- La importancia en la utilización de sales para proporcionar inhibición en los cortes objetos de este estudio, determina que ciertos factores de inestabilidad de la formación Villeta es de origen químico, utilizando iones potasio en rangos entre 35000 a 50000 ppm +K para efectuar la inhibición con muy buenos resultados.
- Los fluidos seleccionados por las pruebas realizadas la formulación Boremax 2, Hidroguard 3 y Performadril 2 exhiben características propias de lodos base agua de alto rendimiento viscosidades plásticas bajas que ayudaran a mejorar la hidráulica de la broca, aumentando los índices de perforación.
- La utilización del sistema de alto rendimiento Performadril mitigaría el impacto ambiental generados por la disposición de residuos en lodos base aceite, el sistema propuesto el Performadril 2 esta constituido por productos no tóxico y biodegradable constatando que no presenta mayor riesgo para los seres humanos, incluso por exposición prolongada durante muchos años y la descarga de los cortes generados en la perforación no tendrían mayor restricción basado en la mayoría de las reglamentaciones ambientales a nivel mundial.
- La selección de este fluido de alto rendimiento en la operación ahorraría en costos de operación, el fluido, costos de tratamiento del lodo y disposición de sólidos son mas económicos que los generados por el lodo base aceite.

BIBLIOGRAFÍA

HALLIBURTON BAROID, Manual de fluidos Baroid, Abril de 2005

FANN Instrument, Linear Swell Instrucción Manual, Octubre de 1999

HALLIBURTON BAROID, Hojas Técnicas De Productos, Abril de 2005

HALLIBURTON, Hidroguard Inhibitive water based Drilling Fluid system And Tecnology DRB/SDS- 07, 2002

HALLIBURTON, Performadril Inhibitive Water Based Drilling Fluid System And Tecnology 2005.

HALLIBURTON, Conceptos y Prácticas De perforación, Entrenamiento Fase III Para Ingenieros de Perforación. 1998

HALLIBURTON, Curso Básico de Lodos Base Agua 2001.

HALLIBURTON, Halliburton's Solution to Highly Reactive Clay Formation, Ucrania Julio de 2003.

HALLIBURTON, Boremax Field Operacional Guideline, 2003

LABORATORIOS DE FLUIDOS BAROID, BOGOTA, Análisis De Pruebas, Informe R050653 R070670 2002-2006

HALLIBURTON, Programa Fluidos De Perforación Pozo Venganza, 2001

HOCOL, Programa Fluidos De Perforación Pozo Balcón 26, 2006.

HOCOL, Análisis De Los Problemas Presentados Durante La Perforación De Pozos En El Campo Balcón Asociados Con Las Presiones De Poro Y Fractura. 2000

HOCOL, Masterlog Balcón 26, 2006

BAROID, Química Básica, 2001

BOREMAX HIGH PERFORMANCE FRESH WATER FLUID OPERACIONAL GUIDELINES

BAROID, Boremax High Performance Fresh Water Fluid Operacional Guidelines. 2006

FIGUEREDO Wilmerth, Sistema De Fluido Base Agua Con Similar Diseño De los Fluidos Base Aceite Usados En el Oriente De Venezuela 2006.

Empresa Colombiana de Petróleos: <http://www.ecopetrol.com>

Halliburton: <http://www.myhalliburton.com>

Universidad Industrial de Santander <http://www.uis.edu.com>

HOCOL: <http://www.hocol.com>

Fann Instrument <http://www.fann.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 o de terminación/repación:

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

Unidad:

PV, centipoise (cp)

YP, lbf/100 pies² (kPa)

Resistencia del gel, lbf/100 pies² (kPa)

Tau 0, lbf/100 pies² (kPa)

AV, centipoise (cP)

n [sin unidad]

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

YS, lbf/100 pies² (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 exactamente 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 de arrastre 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.
8. Hacer girar la manga del viscosímetro a 3 rpm hasta obtener la máxima lectura en el dial. Registrar la máxima lectura del dial obtenida como resistencia del gel de 10-segundos, lbf/100 pies².
9. Agitar nuevamente la muestra durante 10 a 15 segundos a 600 rpm, y después dejar reposar la muestra sin tocar durante 10 minutos.
10. Hacer girar la manga del viscosímetro a 3 rpm hasta obtener la máxima lectura del dial. Registrar la máxima lectura del dial obtenida como resistencia del gel de 10-minutos, lbf/100 pies².

Fórmulas

PV, cP = \emptyset 600 - \emptyset 300 rpm

YP, lbf/100 pies² = \emptyset 300 rpm - PV

AV, cP = \emptyset 600 rpm \div 2

n = log (\emptyset 600 \div \emptyset 300)

Resist.Gel, lbf/100 pies² = Max. Lect. dial a 3 rpm

YS, lbf/100 pies = (2 \times 23 2 3 rpm) - 26 rpm

Filtrado API:

Objetivo:

Medir el volumen de filtrado y el revoque de un fluido de perforación usando el método de filtrado API.

Unidad

mL/30 min

Equipo:

- Filtro prensa
- Papel de filtro
- Cronómetro 30-minutos de intervalo
- Cilindro graduado 25- ó 50-mL

Procedimiento:

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Armar la celda con el papel de filtro en su lugar.
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) en 30 segundos o menos.
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 el cilindro graduado con precisión del más próximo mL.
10. Aflojar la presión, verificar que ha sido descargada toda la presión, y retirar la celda del marco.
11. Desarmar la celda y descartar 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 1/32 pulg. (1.0 mm).

Filtrado APAT (Alta Presion/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 APAT
- Papel de filtro
- Cronómetro 30-minutos de intervalo

- Termómetro hasta 500°F (260°C)
- Cilindro graduado 25- ó 50-mL
- Mezclador alta velocidad
- Suministro de gas (CO o nitrógeno) 2

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 y enclavar la unidad en el sitio.
9. Conectar el receptor de presión al vástago inferior de la válvula y enclavar el receptor en el sitio.
10. Aplicar 200 psi (1380 kPa) a la parte superior 100 psi (690 kPa) en la parte inferior.
11. Abrir el vástago de válvula superior y mantener esta presión hasta alcanzar la temperatura de prueba deseada.
12. Abrir la válvula inferior cuando la celda llegue a la temperatura de prueba deseada.
14. 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.
15. Cerrar los vástagos de válvula superior e inferior.

16. Descargar la presión por el regulador superior y desconectar el sistema de presión.
17. Aflojar el tornillo T del regulador inferior.
18. Drenar con cuidado el filtrado del receptor a un cilindro graduado.
19. Esperar unos pocos segundos a que el filtrado drene al fondo del receptor.
20. Ajustar despacio el tornillo T para que todo filtrado restante en el receptor se escurra al cilindro graduado.
21. Descargar la presión por el regulador inferior y desconectar el sistema de presión.
22. Retirar la celda de la chaqueta de calentamiento y dejar que la celda se enfríe.
23. Mantener la celda del filtro con la tapa bajada y aflojar el vástago de válvula de la celda del filtro para descargar la presión.
24. Cerrar el vástago de válvula cuando toda la presión haya sido descargada.
25. Mantener la celda del filtro con la tapa levantada y aflojar el vástago de válvula.
26. Aflojar los tornillos de sujeción y quitar la tapa.
27. Quitar y medir el revoque con aproximación de 1/32 pulg. (1.0 mm).
28. 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 o de terminación/reparración con una balanza de lodos Baroid.

Unidades

lb/gal, lb/pie³, g/cm³, lb/pulg.²/1,000 pies, peso esp.

Equipo

- Balanza de lodos Baroid
- Jarro de lodos graduado 1 cuarto de galón (946 cm³)
- Termómetro: 32 a 220°F (0 to 104°C)

Procedimiento:

1. Colocar el pedestal de base o caja portadora sobre una superficie plana y a nivel.
2. Tomar una muestra de fluido.
3. Medir y registrar la temperatura de la muestra; 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 la balanza con agua, aceite base, o solvente. Limpiar cualquier exceso de agua, aceite base, o solvente.
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 del costado del cursor más próximo a la taza de la balanza (la flecha del cursor punta a este lado). Registrar la medición con precisión de 0.1 lb/gal, 1 lb/pie³, 0.01 g/cm³, ó 10.0 lb/pulg²/1,000 pies

pH: Método del medidor

Objetivo:

Determinar el pH de un fluido de perforación base agua o fluido de terminación/reparación, 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 de prueba con agua destilada y secarla con un paño suave que no tenga pelusa.
6. Sumergir la punta de prueba 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 de prueba.
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. Controlar el medidor con la solución amortiguadora pH 7.
13. Enjuagar la punta de prueba con agua destilada y secarla.

14. Controlar nuevamente la calibración mediante repetición de los Pasos 6 al 10
15. Enjuagar con agua destilada y repasar a seco la punta de prueba.
16. Sumergir la punta de prueba en la muestra que se va a probar, y revolver.
17. Parar de revolver (después de 10-20 segundos) y esperar a que la lectura se estabilice.
18. Registrar el pH con aproximación de 0.1 de la unidad.

Tabla A.1 Pruebas Quimicas Iodo base agua

| | ALCALINIDAD FILTRADO(Pf) | ALCALINIDAD FILTRADO(Mf) | CLORUROS | CALCIOS | DUREZA |
|----------------|--|---|---|---|--|
| MUESTRA | 1ml FILTRADO | CONTINÚA... | 1ml FILTRADO | 1ml FILTRADO | 1ml FILTRADO |
| AGUA DESTILADA | | | | | |
| BUFFER | | | | 5-10 GOTAS AMORTIGUADORA CA+ | 5-10 GOTAS AMORTIGUADORA SL VERSENATO |
| SLN INDICADORA | 10- 15 GOTAS DE FENOLFTALEINA | 10- 15 GOTAS DE METIL NARANJA | 5-10 GOTAS DE CROMATO DE POTASIO | 025-0.5 gr IND. CALVER II | 10-15 GOTAS VERSENATO INDICADORA |
| COMENTARIO | NO HAY COLOR Pm=0 SI ROSADO CONTIN... | SE DEBE TENER EN CUENTA PARA EL REGISTRO LOS ml DE Pf | TOMA UN COLOR AMARILLO-NARANJA | TOMA UN COLOR VIOLETA | SI APARECE COLOR AZUL : THTS =0 SI APARECE ROJO VIOLETA CONTI..... |
| SLN TITULADORA | 0.02 N (N/50) ACIDO SULFURICO | 0.02 N (N/50) ACIDO SULFURICO | 0.0282 N AgNO3 0.282 N AgNO3 (AGUA SALADA) | THTS(EDTA) | THTS(EDTA) |
| COMENTARIO | TITULAR HASTA CAMBIO A COLOR INICIAL DE LA MUESTRA | TITULAR HASTA CAMBIO A COLOR SALMON O CON AYUDA DEL PHMETRO HASTA (4.3) | TITULAR HASTA EL CAMBIO A COLOR NARANJA-ROJO | TITULAR HASTA EL CAMBIO A COLOR AZUL GRIS | TITULAR HASTA EL CAMBIO A COLOR AZUL GRIS |
| REGISTRO | Pf=ml 0.02 N H2SO4 Cont.... | Mf=ml 0.02 N H2SO4 | Cl=ml 0.0282 N AgNO3*1000 Cl= ml 0.282 N AgNO3*10000 | Ca=ml EDTA *40 Ca=ml EDTA *400 Ca=ml EDTA *4000 | DU=ml EDTA *40(2epm) DU=ml EDTA *400(20 epm) DU= ml EDTA *4000(200epm) |

ANEXO B. Determinación de potasio por el método de la Centrifuga

Objetivo:

Determinar el contenido en cloruro de potasio de un fluido de perforación base agua.

Unidad:

% por peso

Equipo:

- Frasco volumétrico de 100-mL
- Tubo centrífugo clínico de 10-mL
- Centrifuga manual o eléctrica con rotor de desplazamiento horizontal
- Agua destilada
- Solución estándar de perclorato de sodio (150 g en 100 mL de agua destilada)
- Solución estándar de cloruro de potasio (14 g de KCl seco disuelto en agua destilada y diluyendo hasta 100 mL en un frasco volumétrico)
- Curva estándar para cloruro de potasio.

Procedimiento

1. Preparar una curva estándar para cloruro de potasio (ver Figura A.1).
 - Preparar estándares que abarquen de 10,000 a 80,000 mg/L KCl agregando solución estándar de cloruro de potasio (0.5 mL por 10.000 mg/L KCl) a tubos centrífugos y diluyendo con agua destilada a la marca de 7.0 mL
 - Agregar 3.0 mL de solución de perclorato de sodio a cada tubo.
 - Centrifugar por 1 minuto y leer inmediatamente el volumen de precipitado.
 - Trazar en la curva estándar los milímetros de precipitado en relación al porcentaje de cloruro de potasio.
2. Recoger una muestra de filtrado usando el método de filtrado API.

3. Medir y echar en el tubo centrífugo 7.0 mL de filtrado.
4. Agregar en el tubo 3.0 mL de solución de perclorato de sodio.
5. Centrifugar por 1 minuto y leer inmediatamente el volumen de precipitado.
6. Determinar la concentración de cloruro de potasio por comparación del volumen de precipitado medido con la curva estándar para cloruro de potasio.

Figura A.1 Curva estándar del cloruro de potasio

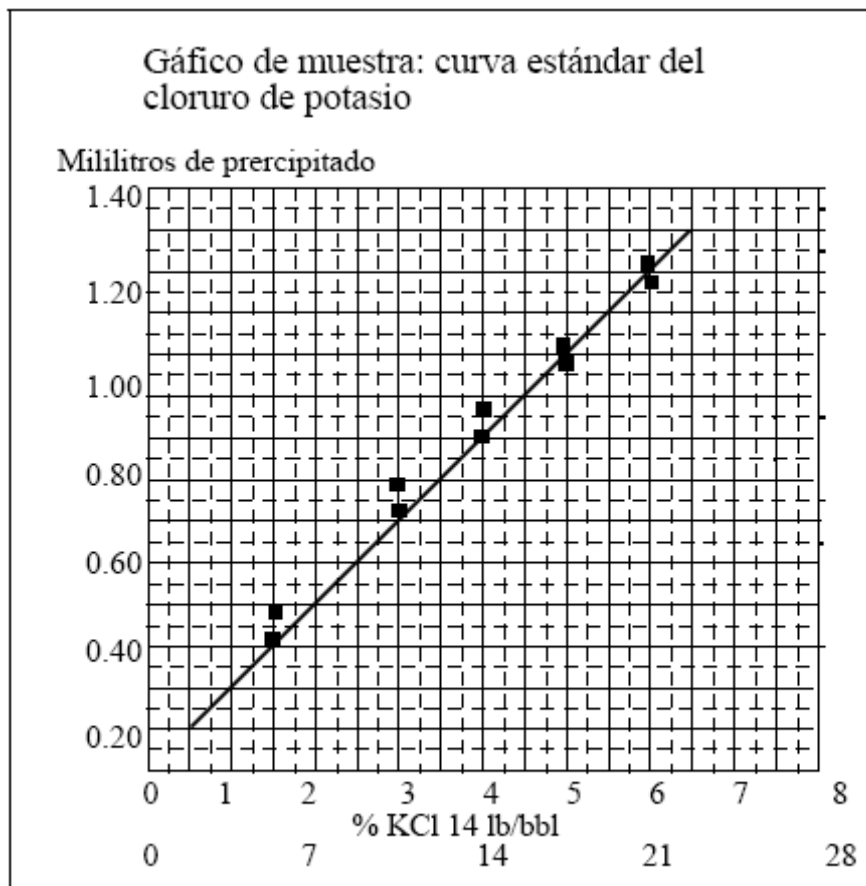
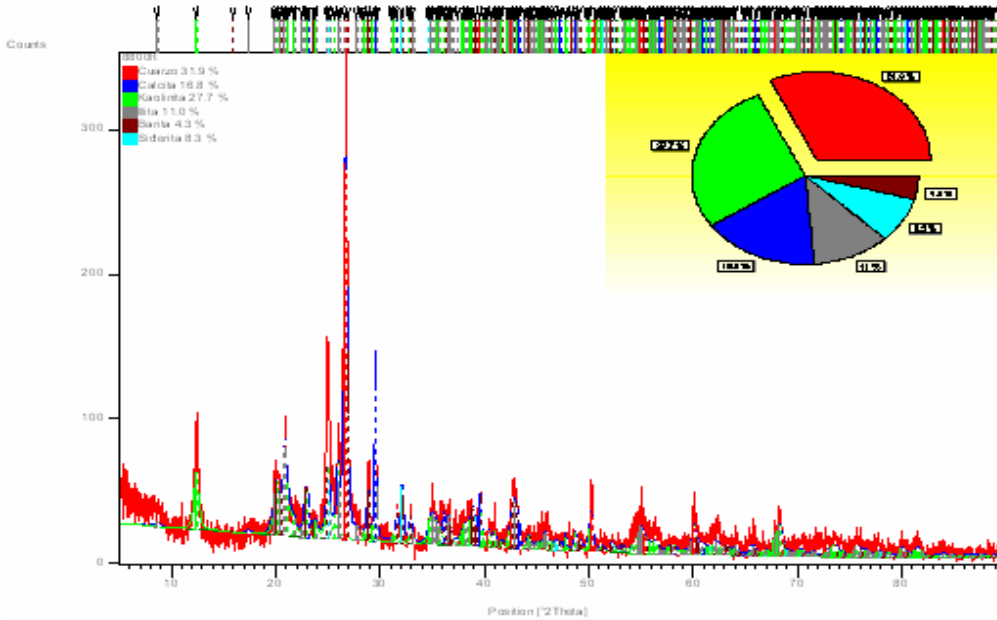


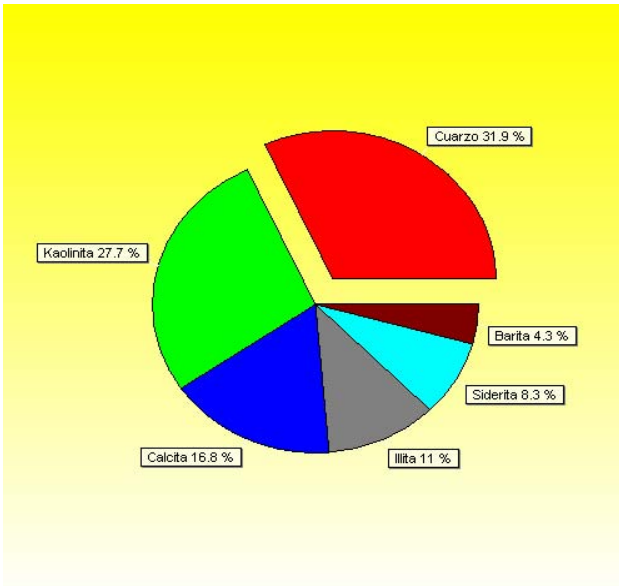
Figura 5-3: Gráfico de ejemplo. Curva estándar para cloruro de potasio con trazado de mililitros de precipitado en función del porcentaje de cloruro de potasio.

ANEXO C. Prueba de difracción de rayos X para los cortes evaluados del Campo Balcón profundidad 8800 pies.

Graphics



Quantitative Results



| | |
|------------------|------|
| Phase Cuarzo: | 32 |
| Phase Calcita: | 16.8 |
| Phase Kaolinita: | 27.7 |
| Phase Illita: | 11.0 |
| Phase Barita: | 4.3 |
| Phase Siderita: | 8.3 |

