

**REDISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA DE TIPO
POLIMÉRICO INHIBIDO PARA MITIGAR LOS DIFERENTES PROBLEMAS
OPERACIONALES EN UN CAMPO DEL MAGDALENA MEDIO**

DANIEL ANDRADE CARREÑO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

**REDISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA DE TIPO
POLIMÉRICO INHIBIDO PARA MITIGAR LOS DIFERENTES PROBLEMAS
OPERACIONALES EN UN CAMPO DEL MAGDALENA MEDIO**

DANIEL ANDRADE CARREÑO

Trabajo de grado para optar al título de ingeniero de petróleos

Director:

OSCAR FERNANDO LOPEZ SILVA

Ingeniero de petróleos

Codirector:

WILMAR ARIEL MORENO TRUJILLO

Ingeniero de petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

AGRADECIMIENTOS

Dedico este trabajo a todos aquellos que me ayudaron durante toda la carrera para que lograra este objetivo.

Sin su ayuda difícilmente lo hubiera logrado.

Doy gracias especialmente al ingeniero Oscar Lopez y al ingeniero Wilmar Moreno que me ayudaron para lograr terminar esta tesis.

A mi familia y mis padres que sin ellos no habría obtenido este título.

Muchísimas gracias.

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN.....	16
1. ESTADO DEL ARTE DE NUEVOS ADITIVOS Y TECNOLOGÍAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN	18
1.1 UNIDAD DE DENSIDAD REOLÓGICA	18
1.2 ANÁLISIS AUTOMATIZADO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN	19
1.3 NANOSÍLICAS COMO INHIBIDORES DE ARCILLA	20
1.4 MODELAMIENTO DE DENSIDAD DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN A ALTAS TEMPERATURAS Y ALTAS PRESIONES	21
1.5 USO DE SALMUERA Y CLORURO DE CALCIO	22
1.6 USO DE BIOPOLÍMEROS DE BAJO PESO PARA PERFORACIÓN UNDERBALANCE	22
2. MARCO TEÓRICO.....	24
2.1 FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	24
2.2 FUNCIONES DE UN LODO DE PERFORACIÓN	24
2.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	25
2.3.1 Propiedades físicas.....	25
2.3.1.1 Densidad	25
2.3.1.2 Reología.....	25
2.3.1.3 Viscosidad	26
2.3.1.4 Viscosidad Plástica	27
2.3.1.5 Punto cedente.....	29
2.3.1.6 pH.....	29
2.4 PROPIEDADES QUÍMICAS.....	30
2.4.1 Cloruros.....	30
2.4.2 Dureza	31
2.4.3 Alcalinidad.....	31
2.5 FLUIDO BASE AGUA.....	31
2.5.1 Composición de los fluidos de perforación base agua	32
2.5.1.1 Fase líquida	32

2.5.1.2. Fase química.....	32
2.5.1.3. Fase coloidal.....	32
2.5.1.4. Fase inerte.....	32
2.5.2. Clasificación de los fluidos base agua	33
2.5.2.1. Lodos no inhibidos	33
2.5.2.2. Lodos inhibidos	33
2.6. QUÍMICA DE ARCILLAS	33
2.6.1. Capacidad de intercambio catiónico (CEC)	35
2.7. TIPOS DE ARCILLAS.....	35
2.7.1. Arcillas no hinchables en forma de aguja	35
2.7.2. Arcillas laminares ligeramente hinchables.....	35
2.7.2.1 Ilita	36
2.7.2.2. Cloritas	37
2.7.2.3 Caolinitas.....	38
2.7.3. Arcillas laminares muy hinchables	39
2.8. CARACTERÍSTICAS DE LAS ARCILLAS	39
2.8.1. Origen de las arcillas	39
2.8.2. Hidratación de las arcillas	39
2.9. INHIBIDORES DE ARCILLAS	41
2.9.1. Químicos	41
2.9.1.1. Polímeros	41
2.9.1.2. Lignosulfonatos.....	41
2.9.1.3. Phpa	42
2.9.1.4. Sales	42
2.9.1.5. Ion potasio	43
2.9.1.6. Sistema de polímeros de cloruro de potasio	43
2.9.1.7. Calcio.....	44
2.9.1.8 Yeso.....	45
2.9.1.9. Cloruro de calcio	45
2.9.1.10. Iones poliméricos silicato de sodio o silicato de potasio.....	45

2.9.1.11. Glicoles	45
2.9.2. Físicos	46
2.9.2.1. Gilsonita	46
2.9.2.2. Asfalto sulfonado	46
2.10. PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN.....	46
2.10.1. Pérdidas naturales	47
2.10.2. Pérdidas inducidas	47
2.10.2.1. Pérdidas parciales	48
2.10.2.2. Pérdidas totales	48
2.10.3. Prevención de la pérdida de circulación	48
2.10.4. Reparar la pérdida de circulación	49
2.10.5. Análisis del problema	49
2.10.6. Localizar la pérdida	50
2.10.7. Severidad de la pérdida	51
2.11. PUENTEEO	52
2.11.1. Agentes puenteantes	52
2.11.2. Tipos de agentes puenteantes	53
2.11.2.1. Barita	53
2.11.2.2. Grafito	53
2.11.2.3. Carbonato de calcio	53
2.11.2.4. Teorías de puenteo	54
2.11.2.5. Regla de Vickers	55
2.11.2.6. Regla de Abrams	55
2.12. SELECCIÓN DE LA GRANULOMETRÍA DEL AGENTE PUENTEANTE	56
2.13. CONTROL DE FILTRADO	57
2.13.1 Aditivos de control de pérdida de filtrado	58
2.13.2 Polímeros	58
2.13.3. Almidón	58
3. EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN EL CAMPO	60
3.1 PRUEBAS DE LABORATORIO	60

3.2. ANÁLISIS DEL CAPILLARY SUCTION TIMER TEST EN CORTES DEL CAMPO.....	61
3.2.1. Capillary suction time test	61
3.2.2. Procedimiento de la prueba	62
3.2.3. Análisis de resultados	64
3.3. ANÁLISIS DE DIFRACCIÓN DE RAYOS-X	65
3.3.1. Resultados.....	69
3.4. ANÁLISIS DE HINCHAMIENTO LINEAL	69
3.4.1. Formulaciones de lodo propuestas para evaluación en laboratorio	72
3.4.2. Resultados lineal swell meter	75
3.5. ANÁLISIS DE PRUEBA DISPERSIÓN	76
3.5.1. Procedimiento.....	76
3.6. PRUEBAS DE RETORNO DE PERMEABILIDAD	77
3.7 DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DE GARGANTA DE PORO	80
3.7.1 Equipo	82
3.8. PRUEBA DE TAPONAMIENTO DE PERMEABILIDAD.....	86
3.8.1. Equipo	87
3.8.2. Procedimiento.....	88
3.9. TAMAÑO DEL AGENTE PUENTEANTE.....	90
3.10. RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT	91
3.10.1. Lodo número 1.....	92
3.10.2. Análisis del lodo número 1.....	92
3.10.3. Lodo número 2.....	93
3.10.4. Análisis del lodo número 2.....	93
3.10.5. Lodo número 3.....	94
3.10.6. Análisis del lodo número 3.....	94
3.10.7. Lodo número 4.....	95
3.10.8. Análisis del lodo número 4.....	95
3.10.9. Lodo número 5.....	96
3.10.10. Análisis del lodo número 5.....	96
3.10.11. Lodo número 6.....	97

3.10.12. Análisis del lodo número 6.....	97
3.10.13. Lodo número 7.....	98
3.10.14. Análisis del lodo número 7.....	98
3.10.15. Lodo número 8.....	99
3.10.16. Análisis del lodo número 8.....	99
3.11. COMPARACIÓN ENTRE LOS DISTINTOS LODOS FORMULADOS.....	100
4. CONCLUSIONES.....	103
5. RECOMENDACIONES.....	105
BIBLIOGRAFÍA.....	106
ANEXOS.....	110

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Viscosímetro Marsh	27
Figura 2. Viscosímetro rotativo	28
Figura 3. Medidor de pH	30
Figura 4. Ilita	36
Figura 5. Clorita	37
Figura 6. Caolinita.....	38
Figura 7. Phpa	42
Figura 8. Cloruro de potasio	44
Figura 9. Carbonato de calcio	54
Figura 10. Aditivo base almidón.....	59
Figura 11. Capillary suction timer.....	62
Figura 12. Difractómetro	66
Figura 13. Medidor de hinchamiento lineal	71
Figura 14. Porcentaje de hinchamiento lineal vs tiempo	75
Figura 15. Prueba de retorno de permeabilidad usando el lodo low lime	78
Figura 16. Prueba de retorno de permeabilidad usando el lodo kcl/polímero	79
Figura 17. Porosímetro de mercurio	82
Figura 18. Curva de presión capilar	83
Figura 19. Distribución de gargantas de tamaños de poro	85
Figura 20. PPA.....	87

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Capacidad de intercambio catiónico de las arcillas.....	41
Tabla 2. Comparación de la teoría de Vickers vs Abrams	57
Tabla 3. Materiales para controlar las pérdidas.....	57
Tabla 4. Resultados de CST para diferentes profundidades	63
Tabla 5. Resultados de CST a muestras de un mismo pozo	63
Tabla 6. Resultados de CST usando diferentes concentraciones de inhibidor	64
Tabla 7. Muestra de cortes pozo, intervalo de 1520-1940 ft	67
Tabla 8. Muestra de cortes pozo, intervalo de 1830-1860 ft	67
Tabla 9. Muestra de cortes pozo intervalo de 2970-3000 ft	68
Tabla 10. Muestra de cortes pozo intervalo de 4170-4200 ft	68
Tabla 11. Muestra de cortes pozo intervalo de 6590-6620 ft	69
Tabla 12. Composición del lodo clayseal – polímero	72
Tabla 13. Composición del lodo kcl – polímero	72
Tabla 14. Kcl – polímero ii	73
Tabla 15. Low lime	73
Tabla 16. Lodo base aceite.....	74
Tabla 17. Hinchamiento lineal registrado cada 5 horas	75
Tabla 18. Resultados de prueba de dispersión.....	77
Tabla 19. Distribución de tamaños de partícula según Vickers	90
Tabla 20. Lodo número 1	92
Tabla 21. Lodo número 2	93
Tabla 22. Lodo número 3.....	94
Tabla 23. Lodo número 4.....	95
Tabla 24. Lodo número 5.....	96
Tabla 25. Lodo número 6.....	97

Tabla 26. Lodo número 7	98
Tabla 27: Lodo número 8	99
Tabla 28. Comparación de los parámetros de los 8 lodos	100
Tabla 29. Composición del lodo rediseñado	102

RESUMEN

TÍTULO: REDISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA DE TIPO POLIMÉRICO INHIBIDO PARA MITIGAR LOS DIFERENTES PROBLEMAS OPERACIONALES EN UN CAMPO DEL MAGDALENA MEDIO*

AUTORES: DANIEL ANDRADE CARREÑO**

PALABRAS CLAVE: Agente Puenteante, Inhibidor de Arcillas, Fluido de Perforación, Rediseño, Pérdidas de Circulación.

Debido a los diferentes problemas que se presentan durante la perforación en un campo del valle Magdalena Medio, se hace necesario utilizar un fluido de perforación más eficiente.

Los problemas que se presentaron en la etapa de perforación están asociados a hinchamiento de las arcillas, a pérdidas de circulación y arenas no consolidadas que crean costos adicionales y tiempos no productivos.

Esta investigación consistió en buscar la concentración más eficiente de un inhibidor de arcillas para poder evitar los problemas anteriormente mencionados. Para ello se probaron diferentes concentraciones de un inhibidor usando la prueba de tiempo de succión capilar. Luego de encontrar la mejor concentración del inhibidor se formularon varios lodos para comparar sus capacidades de inhibición usando la prueba de hinchamiento lineal y de análisis de dispersión. Luego se escogieron dos fórmulas, la que se usó originalmente en el campo y la que había mostrado mejores resultados en las anteriores pruebas, y con una prueba de retorno de permeabilidad se evaluó el daño a la formación que causaban.

Luego de encontrar la formulación que tuvo mejores resultados, se usaron diferentes granulometrías de un agente puenteante en pruebas de taponamiento de permeabilidad para encontrar cuál tenía una menor pérdida instantánea de filtrado.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de petróleo. Director: Oscar Fernando Lopez Silva. Codirector: Wilmar Ariel Moreno Trujillo.

ABSTRACT

TITLE: REDESIGN OF A WATER BASED DRILLING FLUID WITH SHALE INHIBITORS TO MITIGATE THE DIFFERENT OPERATIONAL PROBLEMS IN A FIELD IN THE MAGDALENA MEDIO REGION*

AUTHORS: DANIEL ANDRADE CARREÑO**

KEYWORDS: Bridging Agent, Shale Inhibitor, Drilling Fluid , Redesign, Loss of Circulation

Due to the different problems that have occurred during the drilling stage of a field in the Magdalena Medio valley, it becomes mandatory to use a more efficient drilling fluid.

The issues that occurred during the drilling stage are associated with shale swelling, loss of circulation and unconsolidated sandstones which create additional costs and unproductive times.

This research consisted in finding the most efficient concentration of a shale inhibitor to avoid the problems previously mentioned. For that reason several concentrations of a shale inhibitor were tested using the capillary suction time test. After finding out the best concentration of the inhibitor, several formulas of drilling fluids were proposed so we could compare their inhibition capabilities using the linear swell meter test and the dispersion analysis test. Then two of these formulas were chosen, the one originally used in the field and the one that had showed the best results in the previous tests, and with a return permeability test the formation damage they could cause was evaluated.

After finding out the formula which had the bests results, different particle sizes of a bridging agent were used in permeability plugging tests to find out which one had a minor spurt loss.

* Undergraduate Project

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. Director: Oscar Fernando Lopez Silva. Codirector: Wilmar Ariel Moreno Trujillo.

INTRODUCCIÓN

Durante la etapa de perforación de un pozo es muy común encontrarse con problemas de todo tipo. Hinchamiento de arcillas, inestabilidad del pozo, pérdidas de circulación, pega de tubería, etc. Todo esto causa tiempos no productivos y aumento de los costos que en muchos casos pudieron haber sido prevenidos si se hubiera tenido en cuenta una mejor planeación.

Los lodos de perforación cumplen muchas funciones (entre las que se destacan remover los recortes del pozo, lubricar el taladro de perforación, estabilizar las paredes del pozo, etc) sin embargo sin un diseño correcto de este fluido se puede llegar a causar muchos de los problemas anteriormente mencionados. Por esta misma razón un análisis correcto de la composición del fluido de perforación que se decida usar en el campo debe ser crucial para evitar todo tipo de complicaciones, ahorrar dinero invertido en el proyecto y disminuir los tiempos no productivos.

Para estos análisis hay una multitud de pruebas de laboratorio que pueden darnos un concepto sobre cuáles aditivos agregar para rediseñar el lodo que se esté usando actualmente en el campo, incluyendo pruebas de filtración, pruebas de taponamiento de permeabilidad, pruebas de hinchamiento lineal, etc. Al proponer diferentes mezclas de aditivos podemos comparar los resultados de diferentes lodos en estas pruebas comparándolos con los resultados del lodo que se usa actualmente en campo y de esa manera optimizar las características del mismo.

Debido a los diferentes problemas que se presentan durante la perforación en un campo del valle Magdalena Medio, incluyendo pérdidas de circulación y arcillas problemáticas se hace necesario utilizar un fluido de perforación más eficiente. Esta investigación permitirá encontrar las concentraciones de los aditivos que ayudarán a reducir los problemas que se presentan en el campo en la etapa de perforación y por lo tanto disminuirán los costos y se podrá realizar el trabajo con mayor eficiencia haciendo uso de un fluido de perforación óptimo.

1. ESTADO DEL ARTE DE NUEVOS ADITIVOS Y TECNOLOGÍAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

La industria del petróleo se reinventa constantemente con el paso de los años gracias a los avances tecnológicos de diversas disciplinas que conllevan a nuevas técnicas que pueden ser aplicadas a nuevos campos incluyendo la industria.

Por eso no es de sorprenderse que también el sector de los fluidos de perforación también presente novedades con el pasar de los años.

1.1 UNIDAD DE DENSIDAD REOLÓGICA¹

Consiste en un sistema de monitoreo automatizado que mide continuamente la densidad y la viscosidad de un fluido de perforación en el campo. Fue diseñado para encontrarse cerca de la piscina de lodo de donde se extrae el fluido de perforación, siendo bombeado continuamente por un sistema de bombeo separado que continuamente provee al DRU (por sus siglas en inglés) del lodo.

Apenas el fluido de perforación alcanza el DRU una serie de válvulas automatizadas controlan el flujo dentro del instrumento. Un par de filtros funcionan en el sistema de bombeo para separar los recortes o sólidos que pueden llegar a la unidad. Unas válvulas automáticas también controlan el drenaje de estos sólidos evitando que estos se acumulen continuamente en los filtros.

¹ DOTSON, Adam, *et al.* Improvements in automated continuous measurement of drilling fluid properties. Dammam: Society of Petroleum engineers, 2017.

Para medir la densidad se hace una medición de una porción del lodo cada 5 minutos. El fluido entra al densímetro desplazando al fluido que se encontraba anteriormente. Apenas se ha desplazado la cantidad del fluido anteriormente medido se cierran las válvulas de entrada y salida. Luego de esto se presuriza la muestra y se toman datos de temperatura y densidad, luego se abren las válvulas dejando entrar fluido nuevo empezando el ciclo otra vez.

Las medidas de viscosidad se toman cada hora. El proceso es similar al de la medida de la densidad. Un fluido entra desplazando una muestra anterior. El fluido se presuriza y se lleva a una temperatura estándar escogida por el usuario (usualmente 150 °F). Luego de alcanzar los parámetros necesarios para la medida se utilizan diferentes velocidades rotacionales para encontrar la viscosidad.

1.2 ANÁLISIS AUTOMATIZADO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN²

En un estudio se realizó usando nuevas tecnologías de analizadores de tamaños de partículas. Se pusieron a prueba el Canty Microflow LPA (que utiliza microscopía de imágenes), el Mettler Toledo (que utiliza difracción de rayos láser) y el Malvern Mastersizer (que utiliza la dispersión de luz dinámica). Se analizaron la degradación de la distribución de tamaños de partícula de los materiales de pérdida de circulación y el comportamiento de la distribución de los tamaños de las gotas de emulsión en sistemas de lodo de emulsión invertida.

De este estudio se concluyó que los mejores resultados cuantitativos se obtuvieron con un equipo de microscopía o de análisis de imágenes, en cualquier tipo de fluido de perforación, sea esta base agua o aceite.

² VAN OORT, Eric, *et al.* Automated drilling fluid analysis using advanced particle size analyzers. Fort Worth: Society of Petroleum engineers, 2016.

Sin embargo el equipo de difracción de rayos láser mostró también ser un instrumento muy confiable ya que sus resultados podrían ser repetidos fácilmente en un laboratorio, además de ser fácil de usar.

1.3 NANOSÍLICAS COMO INHIBIDORES DE ARCILLA³

Para reducir el impacto ambiental de los inhibidores de hinchamiento de las arcillas se propuso en un estudio el uso de nanosilicas debido a que mejoran la inhibición mientras se disminuye el riesgo de impacto sobre el medio ambiente.

Se escogieron diferentes tipos de nanosilica y se pusieron a prueba usando tanto agua salada como agua dulce para determinar su posible uso tanto en pozos off-shore como on-shore.

También se utilizaron dos tipos de arcillas, la de la formación Mancos y la formación Pierre 2. La Pierre 2 contiene mucha más esmectita lo que la hace más reactiva que la formación Mancos.

Las pruebas usadas para probar estos lodos incluyeron registrar la tasa de erosión de las arcillas en presencia con un análisis de dispersión de cortes.

La 'nanosilica B', (una silica coloidal con partículas de diámetro de 12 nanómetros) mostró un nivel de inhibición muy fuerte sobre todo cuando se usó agua salada. Se mostró que un efecto iónico causa esta inhibición, ya que al haber una presencia de iones de calcio y magnesio los lodos de nanosilica mostraron ser mejores inhibidores que los lodos de silicato o de cloruro de potasio.

³ BOUL, Peter J, *et al.* Functionalized Nanosilicas as Shale inhibitors in Water-Based Drilling Fluids. Offshore technology conference. Houston: Offshore Technology Conference, 2016.

Los resultados finales mostraron que al usarse la nanosilica B se presentó un 5.3% de dispersión en la prueba de análisis de dispersión comparado con un 7.5% de dispersión al usarse cloruro de potasio.

1.4 MODELAMIENTO DE DENSIDAD DE UN FLUIDO DE PEFORACIÓN A ALTAS TEMPERATURAS Y ALTAS PRESIONES⁴

Las propiedades de un fluido de perforación cambian con la presión y la temperatura y por eso es importante usar un modelo correcto que permita predecir cómo van a cambiar esas propiedades. Un análisis propuso dos ecuaciones basadas en la compresibilidad isotérmica y la expansión isobárica.

Usando ambas ecuaciones se pudo predecir el cambio volumétrico del fluido. Aplicaciones de este modelo pudo describir correctamente la presión hidrostática en pozos del noroeste de China y del mar meridional de China. Habiendo predicho correctamente la presión los problemas relacionados con la densidad del fluido se pudieron predecir y superar fácilmente.

Se descubrió que a pesar de que diferentes fluidos de perforación sufren diferentes formas de cambiar sus propiedades con cambios de presión y temperatura, la variación de la densidad mantiene un cierto valor cuando los incrementos de temperatura y presión se solucionan.

⁴ QI, Peng, *et al.* Drilling fluid density calculation model at high temperatura high pressure. Kuala Lumpur: Offshore Technology Conference Asia, 2016.

1.5 USO DE SALMUERA Y CLORURO DE CALCIO⁵

El uso de sistemas de salmuera ha conllevado a desarrollos económicos y tecnológicos. Sin embargo también son conocidos por problemas de corrosión y problemas de compatibilidad con los polímeros. Luego de hacer pruebas exhaustivas un paquete de corrosión fue desarrollado y perfeccionado luego de usarse en 140 pozos. Los datos recogidos de estos mostraron que al usar cloruro de calcio se evitaban más problemas de corrosión que con sistemas comúnmente usados de salmuera. También se determinó que polímero floculante puede hidratar el sistema de salmuera con cloruro de calcio. Se encontró que el uso de estas salmueras incrementa de manera significativa la tasa de penetración y aumentar la vida útil de la broca. Las salmueras pueden crearse con varias sales resultando en diferentes propiedades de fluido tales como las temperaturas de cristalización, viscosidad, inhibición, lubricidad y densidad.

1.6 USO DE BIOPOLÍMEROS DE BAJO PESO PARA PERFORACIÓN UNDERBALANCE⁶

Se realizó una optimización de un fluido de perforación base agua con biopolímeros. Se usaron concentraciones variadas de 4 materiales (partículas de vidrio, arcilla, xanthan y almidón para obtener las propiedades deseadas de densidad, viscosidad plástica y punto cedente necesarias para una perforación underbalance. Se encontró que una formulación hecha con 24.46% de partículas

⁵ REDBURN, Michael y HEATH, George. Improved fluid characteristics with clear calcium chloride brine drilling fluid. Ravenna: Newpark Drilling Fluids, 2017.

⁶ SYMM NEE, Lim, *et al.* Novel Lightweight Biopolymer Drilling Fluid for Underbalanced Drilling. Kuala Lumpur: Offshore Technological Conference, 2016.

de vidrio, 0.63% de arcilla, 0.21% goma xantica y 2.41de almidon era óptima. Los modelos matemáticos usados estuvieron de acuerdo con los valores encontrados experimentalmente. Esta formulación es considerada como menos dañina para el medio ambiente debido a que usa polímeros naturales que son biodegradables.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 FLUIDO DE PERFORACIÓN⁷

El fluido de perforación es una mezcla usada en campo que cumple ciertos parámetros necesarios, realizando un trabajo eficiente y seguro. Estas mezclas pueden ser de distintos tipos dentro de los que se reconocen los fluidos base agua y base aceite siendo estos los más usados en la industria.

También llamados lodos de perforación estos no deben ser tóxicos, ni corrosivos, ni inflamables, pero si inertes a la contaminación de sales solubles o minerales y ser estables a altas temperaturas.

Además debe mantener sus propiedades según las exigencias del trabajo de perforación.

2.2 FUNCIONES DE UN LODO DE PERFORACIÓN

Para que un fluido sea considerado como lodo de perforación debe cumplir con las siguientes funciones:

1. Controlar las presiones de la formación.
2. Enfriar, lubricar y apoyar la sarta de perforación.
3. Suspender y llevar los recortes a superficie.
4. Mantener la estabilidad de las paredes del pozo.
5. Minimizar el daño a la formación.

⁷ BÁEZ NORIEGA, Ray Napoleón. Diseño de un fluido de perforación DRILL-IN compuesto por carbonato de calcio para minimizar el daño en formaciones productoras en el campo palo azul. Trabajo de grado, Ingeniería de Petróleos. Quito: Universidad central del Ecuador, Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental, 2012. p.29.

6. Transmitir energía hidráulica a la broca.
7. Controlar la corrosión.
8. Minimizar el impacto ambiental.
9. Facilitar la cementación y el completamiento.

2.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

2.3.1 Propiedades físicas

2.3.1.1 Densidad

La densidad ejerce una presión hidrostática para evitar flujos no deseados contrarrestando la presión del yacimiento.

La densidad es la relación del peso por volumen unitario expresado en unidades de lbm/gal, también conocida como ppg. En perforación se usa un aditivo como la barita o la hematita para incrementar la densidad del lodo.

2.3.1.2 Reología⁸

Es el estudio del flujo de materia de los líquidos, además de aquellos sólidos que bajo ciertas condiciones cuentan con flujo plástico. Gracias a ella es posible tasar las características del flujo que deben tener los fluidos de perforación.

La reología se aplica para varios tipos de sustancias, aunque generalmente para aquellas que se comportan como fluidos no-newtonianos, es decir, que la viscosidad cambia con el cambio en la tasa de deformación.

⁸ M-I SWACO DRILLING FLUIDS. Manual de Fluidos de Perforación de Yacimientos. Caracas: Schlumberger, 2001. cap 5. P.1.

Los fluidos de perforación entran en esta categoría, debido a esto, la forma de estudiar sus características reológicas reside en medir su viscosidad para diferentes tasas de deformación.

Esto puede ser determinado mediante las propiedades de suspensión de sólidos, el tratamiento del lodo y la capacidad de arrastre del lodo.

2.3.1.3 Viscosidad⁹

Es la resistencia al flujo. En campo se emplea un embudo Marsh tal como el que se muestra en la figura 1 para medir la viscosidad. La prueba con el viscosímetro Marsh consiste en medir el tiempo en segundos para que un cuarto de galón fluya a través de un tubo de 3/16 pulgadas luego de pasar por un embudo de 12 pulgadas de largo. La viscosidad de embudo es un indicador relativo de la condición del fluido sin embargo la información que suministra para determinar las propiedades de flujo son insuficientes.

⁹REYES GONZÁLEZ, Beatriz Carmen y BOADA MUÑOZ, Mariana José. Evaluación de la concentración de amina como inhibidor en el fluido de perforación utilizado en hoyos superficiales en pozos del campo Santa Rosa del distrito gas Anaco.. Trabajo de grado, Ingeniería de petróleos. Barcelona: Universidad de Oriente, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, 2009. p.43

Figura 1. Viscosímetro Marsh



Fuente: J-Rohi Ingeniería S.A.S

2.3.1.4 Viscosidad Plástica¹⁰¹¹

Es aquella viscosidad causada por la fricción mecánica en un lodo. Factores como el tamaño, la forma y la concentración de los sólidos influyen en la viscosidad plástica. Hay varias razones por las que la viscosidad plástica aumenta pero principalmente se da por un aumento en el porcentaje de sólidos. A pesar que los sólidos agregados pueden haber sido añadidos intencionalmente los sólidos perforados afectan negativamente las propiedades del lodo de perforación; Para controlarlos estos pueden diluirse.

¹⁰ Ibid. , p.44.

¹¹ M-I SWACO DRILLING FLUIDS. Op. Cit. , cap 5. p.3.

La viscosidad plástica se calcula con un viscosímetro rotativo como el que se muestra en la figura 2.

Se hace la lectura en el viscosímetro a 600 rpm y luego a 300 rpm. Habiendo registrado estos datos la viscosidad plástica se da por la siguiente ecuación:

$$V_p = \text{Valor de 600 rpm} - \text{Valor de 300 rpm}$$

Figura 2. Viscosímetro rotativo



Fuente: Fann Instrument Company

Hay que mantener la viscosidad plástica lo más baja posible para aumentar la energía proporcionada a la broca y mejorar el flujo en el anular.

2.3.1.5 Punto cedente¹²¹³

Es una resistencia al flujo producida por las fuerzas de atracción entre las cargas positivas y negativas de las partículas. El punto cedente depende del porcentaje de los sólidos y tipos de iones presentes en el lodo. La alta viscosidad, producto de un alto punto cedente se debe a contaminantes tales como sólidos, arcillas, productos químicos cargados eléctricamente, sales, polímeros, etc.

Puede ser calculado en unidades de libras por 100 pies cuadrados con los datos de un viscosímetro así:

$$PC = \Theta 300 - Vp$$

2.3.1.6 pH

Indica si el lodo es ácido o básico. La variación del pH de un lodo puede causar la sedimentación de las partículas unidas ya que promueve la floculación del mismo.

La mayoría de los lodos base agua son alcalinos y trabajan con un rango de PH entre 7,5 a 11,5. Cuando el Ph varia de 7,5 a 9,5 es un lodo con Ph bajo y si varia de 9,5 a 11,5 se dice que es un lodo de Ph alto. El pH de un lodo se puede medir usando un papel de pH o un medidor eléctrico de pH como se observa en la figura 3.

¹² Ibid. ,cap 5. p.4.

¹³ REYES. Op. Cit. , p.45.

Figura 3. Medidor de pH



Fuente: Perfoblogger.

2.4 PROPIEDADES QUÍMICAS

2.4.1 Cloruros¹⁴

Es la cantidad de iones de cloruro que se presentan en el filtrado del lodo. Cuando hay una alta concentración de iones se obtiene un intercambio catiónico entre la sal y la arcilla para expulsar el ion de calcio de las partículas de las arcillas, lo cual produce un aumento en la dureza.

¹⁴ PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN[Anónimo][En línea] Blogger. (Recuperado en 22 de Agosto 2017). Disponible en: <http://propiedadesdelosfluidos.blogspot.com/co/>

Los principales efectos son la alta viscosidad, altos esfuerzo de gel, aumento en el filtrado y contenido de cloruro en este.

2.4.2 Dureza¹⁵

Mide la cantidad de sales calcio y magnesio presentes en el filtrado del lodo. Los efectos de la contaminación causan aumento en el filtrado, altos esfuerzo de gel y un aumento en la viscosidad del fluido de perforación.

2.4.3 Alcalinidad¹⁶

Es la concentración de iones solubles en agua que pueden neutralizar ácidos. Gracias a los datos obtenidos en una prueba de alcalinidad se pueden calcular las concentraciones de OH^- y $\text{CO}_3^{=}$ presentes en el fluido.

2.5 FLUIDO BASE AGUA

Los fluidos base agua son los fluidos más utilizados en la industria petrolera ya que al ser el agua su componente principal, se pueden encontrar en gran abundancia y cuentan con un precio bajo. Son fáciles de diseñar, sin embargo, el agua debe ser de buena calidad, puesto que las sales disueltas que pueda contener como el calcio, magnesio y/o el cloruro tienden a disminuir las propiedades requeridas.

¹⁵ Ibid.

¹⁶ Ibid.

2.5.1 Composición de los fluidos de perforación base agua

De acuerdo a las condiciones de la perforación la composición de las fases de un lodo base agua cambia sin embargo estas son las fases que comúnmente se encuentran en uno:

2.5.1.1 Fase líquida¹⁷

Mantiene los aditivos en suspensión. Puede ser agua salada o dulce de acuerdo a los requerimientos del campo y en algunos casos puede ser una emulsión entre agua y aceite.

2.5.1.2. Fase química

Esta fase se constituye por diferentes componentes entre los que se encuentran emulsificantes, alcalinizantes, inhibidores y controladores de filtrado entre otros.

2.5.1.3. Fase coloidal

Esta fase está conformada por la arcilla. La arcilla le dará el cuerpo al fluido. Si la salinidad de la fase líquida es baja se utiliza mayormente bentonita. En caso contrario se utilizará atapulgita.

2.5.1.4. Fase inerte

Esta fase es formada por los materiales densificantes como la barita. Hay que tener en cuenta también todas las impurezas que afectan la densidad del lodo.

¹⁷ BÁEZ. Op. Cit. , p.41.

2.5.2. Clasificación de los fluidos base agua

Los fluidos base agua se pueden clasificar en dos grandes grupos:

2.5.2.1. Lodos no inhibidos

Son lodos que no requieren de componentes inhibidores para el control las formaciones hidratantes ni dispersantes. Generalmente son económicos y son usados para la perforación de las secciones iniciales del pozo y las formaciones no reactivas. Están compuestos principalmente por arcillas locales, bentonita comercial, compuestos poliméricos y adelgazantes naturales.

2.5.2.2. Lodos inhibidos

Son aquellos usados cuando se encuentran formaciones hidratables, ya que este lodo reduce la interacción química entre las formaciones sensibles al agua y las arcillas mediante el uso de aditivos inhibidores tales como el glicol, polímeros y cationes tales como el del ion potasio del KCl.

2.6. QUÍMICA DE ARCILLAS¹⁸

Las arcillas son una gran parte activa del sistema de un fluido de perforación, debido a esto se hace necesario estudiar su interacción con las zonas arcillosas que se perforan pues se pueden hinchar cuando se utiliza un lodo base agua. Al hablar de arcillas, se describen distintos tipos de roca o sedimentos compuestos de partículas muy finas las cuales cuentan con un diámetro de 2 micrones o

¹⁸ M-I SWACO DRILLING FLUIDS. Op. Cit. , cap 16. p.8.

menos.

Los minerales arcillosos son minerales cristalinos que poseen una estructura estratificada de sílice y alúmina. Estos minerales, comúnmente encontrados en las formaciones son la esmectita, la illita, la clorita y la caolinita. Para el análisis de este tipo de minerales, los cuales se presentan en una formación, se usan las técnicas de difracción de rayos X.

Los minerales arcillosos pueden adsorber agua y cationes en su superficie. La illita, clorita y caolinita; los cuales son cristales muy pequeños, adsorben agua y cationes en sus superficies externas. Además de lo anterior, la esmectita adsorbe también agua y cationes en las superficies ubicadas entre las capas de su estructura cristalina. Debido a esto la esmectita tiene una capacidad de adsorción de agua mucha más grande que de otros minerales arcillosos.

La esmectita cuenta con una reactividad más alta que otros materiales minerales arcillosos. Las lutitas que contienen esmectita son las más sensibles al agua y las más hidratables. Las lutitas que contienen otros minerales arcillosos tienen una capacidad reducida de hidratación aunque igual cuentan con una sensibilidad al agua. La mayoría de las lutitas contienen varios tipos de arcillas en cantidades variables. La reactividad de una lutita depende de los tipos y de las cantidades de minerales arcillosos presentes en la lutita.

2.6.1. Capacidad de intercambio catiónico (CEC)¹⁹

Es la propiedad que tiene un sólido para adsorber cationes de la fase líquida, intercambiándolos por una cantidad equivalente de otros cationes. Para la arcilla se da en unidades de miliequivalentes por cada 100 g (meq/100 g). La CEC de las ilitas y cloritas es de aproximadamente 10 a 40 meq/100 g, y la CEC de las caolinitas es de aproximadamente 3 a 10 meq/100 g de arcilla.

La Prueba de Azul de Metileno (MBT) es un indicador de la CEC aparente de una arcilla. Al ser realizada esta prueba sobre un lodo, es medida la capacidad total de intercambio de azul de metileno de todos los minerales arcillosos que se presentan en el lodo.

2.7. TIPOS DE ARCILLAS

2.7.1. Arcillas no hinchables en forma de aguja²⁰

La viscosidad aumenta con ayuda de la forma de aguja. No se hinchan con el contacto con el agua y muestran un mal desempeño del control de filtrado. Es utilizado para aumentar la viscosidad de los lodos. No es común encontrarlas en las zonas arcillosas que se perforan.

La sepiolita y la atapulgita son ejemplos de este tipo.

2.7.2. Arcillas laminares ligeramente hinchables²¹

Se encuentran en las zonas arcillosas de las formaciones a perforar. La ilita,

¹⁹ Ibid. , cap 4B. p.7.

²⁰ Ibid. , cap 4B. p.2.

²¹ Ibid. , cap 4B. p.2-6.

clorita y caolinita son ejemplos de este tipo.

2.7.2.1 Ilita

No exhiben la capacidad de hinchamiento entre capas. La ilita tiene una sustitución de Si^{4+} por Al^{3+} , lo cual produce una carga negativa. Los cationes compensadores son principalmente el ion potasio (K^+).

El espacio entre las capas unitarias es de $2,8 \text{ \AA}$. El diámetro iónico de K^+ es de $2,66 \text{ \AA}$. Esto permite que el K^+ encaje perfectamente entre las capas unitarias, de esta manera formando un enlace que impide el hinchamiento en la presencia de agua. Debido a que las capas unitarias no se hinchan ni se separan al ser expuestas al agua, los iones potasio (K^+) presentes entre las capas unitarias no están disponibles para el intercambio. Sólo los iones potasio que se encuentran en las superficies exteriores pueden ser cambiados por otros cationes. La forma como se ve la ilita en la naturaleza se puede ver en la figura 4.

Figura 4. Ilita



Fuente: United States Geological Survey

2.7.2.2. Cloritas

Las cloritas están relacionadas en su estructura con las arcillas de tres capas. Las cloritas no se hinchan en su forma pura, pero puede hacerse que hinchen ligeramente al ser modificadas. En estas arcillas, los cationes compensadores de carga entre las capas unitarias de tipo montmorillonita son reemplazados por una capa de hidróxido de magnesio octaédrico, o brucita. Esta capa tiene una carga positiva neta debido a la sustitución de ciertos Mg^{2+} por Al^{3+} en la capa de brucita. Las cloritas se encuentran frecuentemente en sedimentos marinos enterrados a grandes profundidades de antigua procedencia, normalmente no causan ningún problema importante a menos que estén presentes en grandes cantidades. La capacidad de intercambio catiónico de la clorita varía de 10 a 20 meq/100 g, principalmente debido a los enlaces rotos. La distancia entre capas del clorita suele ser de aproximadamente 14 Å. La clorita se puede conseguir de una roca como la que se muestra en la figura 5.

Figura 5. Clorita



Fuente: United States Geological Survey

2.7.2.3 Caolinitas

La caolinita es una arcilla no hinchable en la cual sus capas unitarias están fuertemente ligadas mediante enlaces de hidrógeno. Esta característica impide la expansión de la partícula, ya que el agua no es capaz de penetrar en las capas. La caolinita no contiene cationes entre capas ni tiene cargas superficiales porque no se produce casi ninguna sustitución en las hojas tetraédricas u octaédricas. Sin embargo, algunas pequeñas cargas pueden resultar de los enlaces rotos o las impurezas. Debido a esto, la caolinita tiene una capacidad de intercambio catiónico relativamente baja (de 5 a 15 meq/100 g). La caolinita se puede encontrar comúnmente como componente menor a moderado (5 a 20%) de las rocas sedimentarias tales como las lutitas y las areniscas. Se puede encontrar naturalmente en una roca como la que se muestra en la figura 6.

Figura 6. Caolinita



Fuente: United States Geological Survey

2.7.3. Arcillas laminares muy hinchables

La montmorillonita o esmectita presente en la formación es cálcica normalmente puesto que las formaciones generalmente son ricas en calcio.

Es el mineral arcilloso más reactivo y tiene la capacidad de hinchamiento entre capas.

2.8. CARACTERÍSTICAS DE LAS ARCILLAS

Las arcillas se caracterizan por tener 2 tipos de cargas (inducidas por el pH e inducidas por la sustitución isomórfica), además porque algunas son expansibles mientras que las otras son de capas fijas, el origen de las mismas y la hidratación de las arcillas al tener contacto con el agua.

2.8.1. Origen de las arcillas²²

Las arcillas pueden originarse debido a distintos procesos y que dan lugar a distintos tipos de arcillas con distintas características. Por ejemplo la desvitrificación causará arcillas con menos puntos de absorción y superficie; y la diagénesis originará arcillas con más superficie y puntos de absorción.

2.8.2. Hidratación de las arcillas²³

La inestabilidad y el ensanchamiento de un pozo son afectadas por la química del fluido de perforación base agua y su efecto sobre las arcillas de la formación.

²² REYES. Op. Cit. , p.77.

²³ M-I SWACO DRILLING FLUIDS. Op. Cit. , cap 16. p.19.

La mayoría de las veces, las lutitas sensibles al agua o hidratables contienen altas concentraciones de arcilla esmectita. Por lo tanto, los sistemas de clasificación suelen usar el contenido de esmectita como medida principal de la reactividad con los lodos base agua. Otras medidas útiles son la CEC, el contenido total de arcilla, el contenido de agua, la superficie y la dureza. Incluso las lutitas que contienen arcillas que se hidratan menos – como las lutitas de tipo illita, clorita o caolinita – son afectadas en cierta medida por la interacción con la química del lodo base agua.

La hidratación por el agua es una de las causas más importantes de la inestabilidad del pozo. La hidratación puede ocurrir de dos maneras en las lutitas sensibles al agua: adsorción superficial y osmótica. La hidratación superficial ocurre cuando un pequeño volumen de agua se adsorbe fuertemente en las superficies planas de las arcillas, lo cual causa poco ablandamiento o hinchamiento, pero puede producir esfuerzos excesivos si el hinchamiento está confinado. El hinchamiento osmótico ocurre cuando un gran volumen de agua débilmente retenida es atraído por las superficies de arcilla por las fuerzas electrostáticas. El hinchamiento osmótico causa el ablandamiento y un hinchamiento considerable, a medida que las capas de arcilla adyacentes hidratan el agua y se expanden. El hinchamiento osmótico no genera esfuerzos excesivos, incluso cuando está confinado, y puede ser reducido considerablemente si se usa un lodo salado de baja actividad.

Debido a que las formaciones de arcilla tienen varios tipos de materiales arcillosos la reactividad de las mismas dependerá del tipo y la cantidad de arcillas que se presenten en las formaciones. La CEC es mejor la medida que otros métodos para poder determinar qué tan reactivas son las arcillas.

Las diferentes capacidades de intercambio catiónico de varias arcillas se muestran en la tabla 1.

Tabla 1. Capacidad de intercambio catiónico de las arcillas

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

Fuente: M-I SWACO DRILLING FLUIDS.

2.9. INHIBIDORES DE ARCILLAS

2.9.1. Químicos

2.9.1.1. Polímeros²⁴

Nombre que se le da a distintos tipos de sustancias que están formadas por estructuras llamadas monómeros. Ejemplos son los lignosulfatos y el PHPA que sirven para evitar la hidratación de las arcillas.

2.9.1.2. Lignosulfonatos²⁵

Son polímeros que separan las partículas de las arcillas. Los lignosulfatos se obtienen de la producción de celulosa. Sirven en diferentes tipos de productos como tánicos, adhesivos, etc.

²⁴ REYES. Op. Cit. , p.41.

²⁵ SCHLUMBERGER. Lignosulfonatos.[En línea] Schlumberger Oilfield Dictionary. (Recuperado en 22 de Agosto 2017). Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/l/lignosulfonate.aspx>

2.9.1.3. Phpa²⁶

La Poliacrilamida parcialmente hidrolizada, inhibe la hidratación de arcillas o para usar arcilla de bentonita en un lodo. Usado como inhibidor de arcillas sella las microfracturas y cubre la superficie de las mismas de manera que la dispersión y la desintegración toma más tiempo. En los diseños de lodos para inhibir arcillas se usa con cloruro de potasio. La forma en la que se vende comercialmente en paquetes de 50 libras y luce como se muestra en la figura 7.

Figura 7. Phpa



Fuente: Xinxiang Kolanky Technical Co.

2.9.1.4. Sales²⁷

Son una fuente importante de iones siendo los más importantes los iones calcio, sodio y potasio que controlan el hinchamiento de las arcillas.

²⁶ SCHLUMBERGER. Phpa.[En línea] Schlumberger Oilfield Dictionary. (Recuperado en 22 de Agosto 2017). Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/phpa_mud.aspx

²⁷ REYES. Op. Cit. , p.41.

2.9.1.5. Ion potasio²⁸

Aditivo que se disuelve en agua y se utiliza en lodos para perforar zonas con arcillas que se puedan hinchar por el contacto con el agua. Los lodos con este aditivo son los más usados para la perforación de esas zonas. Los iones de potasio se adhieren a la arcilla y dan estabilidad a los mismos cuando se encuentra en contacto con los fluidos de perforación. También sirven para evitar la dispersión de los ripios en partículas más pequeñas. Un lodo que use iones potasio perderá eficacia con el tiempo por el intercambio iónico con las arcillas por lo que requiere un tratamiento.

Fuentes de iones potasio son: KCl, carbonato de potasio, lignito de potasio, hidróxido de potasio.

El potasio es uno de los iones más eficaces para inhibir la hidratación de las arcillas. El carácter inhibitor del potasio se da por el intercambio de bases iónicas de iones potasio por iones sodio o de calcio que se hallan entre las capas de arcillas y mediante la fijación del ion potasio en la red cristalina de los minerales arcillosos hinchables; Muchas arcillas hinchables tienen preferencia por el potasio y lo absorberán antes que a un ion de sodio. La energía baja de hidratación de los iones potasio ayuda a la inhibición. La fijación de los iones potasio ocurre porque el diámetro del ion potasio de 2,66 Å cabe perfectamente en el espacio reticular de 2,80 Å de la estructura de arcilla.

2.9.1.6. Sistema de polímeros de cloruro de potasio

Este sistema es más eficaz cuando se usan polímeros para la encapsulación. Los polímeros celulosa polianiónica o la poliacrilamida parcialmente hidrolizada

²⁸ M-I SWACO DRILLING FLUIDS. Op. Cit. , cap 10. p.14-16.

pueden ser usados para la encapsulación. Estos polímeros recubren los recortes y las arcillas expuestas, limitando la interacción con el agua.

La concentración de KCl varía dependiendo de la reactividad de las arcillas. Durante la perforación, los recortes se deben monitorear de forma continua para comprobar la inhibición. Si la concentración es muy baja, los recortes serán esponjosos y blandos. Si la concentración es suficiente, los recortes mantendrán su integridad. Sus partículas son de color blanco como se aprecia en la figura 8.

Figura 8. Cloruro de potasio



Fuente: Wikipedia.

2.9.1.7. Calcio

Se utilizan en los lodos base agua. Fuentes de calcio pueden ser el yeso y el cloruro de calcio.

2.9.1.8 Yeso²⁹

Se usan como aditivos para los lodos base agua. Se puede usar para perforar arcillas, yeso y anhidrita. El pH del lodo base yeso no tiene que ser alto, contiene más ión calcio para inhibir el hinchamiento de las arcillas que por ejemplo lodos base cal.

2.9.1.9. Cloruro de calcio

Una emulsión de CaCl_2 como la fase dispersa en un lodo a base de aceite sirve para que la salmuera proporcione estabilidad al pozo durante la perforación, ya que puede haber arcillas sensibles al agua.

2.9.1.10. Iones poliméricos silicato de sodio o silicato de potasio³⁰

Se absorben en la superficie de la arcilla y crean una membrana que impide el paso del agua. Esto ayuda a mejorar la estabilidad del pozo en zonas que tengan arcillas. Ayuda al control de sólidos.

2.9.1.11. Glicoles

Compuestos que contienen dos grupos hidroxilos. Los más comunes y usados en la industria son el polipropilenglicol y el polietilenglicol que mejoran la lubricación y la inhibición de las arcillas.

²⁹ SCHLUMBERGER. Yeso.[En línea] Schlumberger Oilfield Dictionary. (Recuperado en 22 de Agosto 2017). Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/gyp_mud.aspx

³⁰ SCHLUMBERGER. Silicato de Sodio.[En línea] Schlumberger Oilfield Dictionary. (Recuperado en 22 de Agosto 2017). Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sodium_silicate.

2.9.2. Físicos

2.9.2.1. Gilsonita³¹

Resina de color negro clasificada como una asfaltita. Su nombre correcto es uintaíta y sólo se encuentra en el estado de Utah, Estados Unidos. Se usa para controlar la pérdida de fluido en lodos base aceite y para control de arcillas en lodos base agua.

2.9.2.2. Asfalto sulfonado³²

Aditivo para lodo asfáltico. Reaccionan sulfito para formas grupos sulfonato que hacen se puede dispersar en agua. Se usa para estabilizar pozos en zonas de arcillas. Sirve también para el revoque de filtración.

2.10. PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN³³

Las pérdidas por circulación ocurren cuando el fluido de perforación invade las diferentes formaciones y se caracteriza por una caída del volumen de retorno del fluido en comparación con el volumen inyectado. Esto puede deberse a dos tipos de mecanismos que son: Pérdidas naturales o pérdidas inducidas.

³¹SCHLUMBERGER. Gilsonita.[En línea] Schlumberger Oilfield Dictionary. (Recuperado en 22 de Agosto 2017). Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/gilsonite.aspx>

³² SCHLUMBERGER. Asfalto Sulfonado.[En línea] Schlumberger Oilfield Dictionary. (Recuperado en 22 de Agosto 2017). Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sulfonated_asphalt.aspx

³³ M-I SWACO DRILLING FLUIDS. Op. Cit. , cap 14. p.2.

2.10.1. Pérdidas naturales

Hay varias razones por las cuáles se puede dar la pérdida de circulación según el tipo de formación:

- Formaciones de grano grueso no consolidadas pueden tener una permeabilidad lo suficientemente alta para que el lodo invada la matriz. Esto es común en arenas poco profundas. Es imperante impedir la pérdida de circulación estos intervalos de poca profundidad ya que puede afectar la estabilidad del pozo produciendo un socavamiento que podría causar un derrumbe.
- Las formaciones depletadas que están siendo producidas pueden causar presiones muy bajas para los fluidos de perforación que terminan invadiendo la formación.
- Las formaciones de caliza pueden haber fisuras generadas por el fenómeno de lixiviación, (agua que ha disuelto parte de la matriz) que al perforarse puede causar una pérdida de circulación rápida.
- Formaciones naturalmente fracturadas.

2.10.2. Pérdidas inducidas

Estas pérdidas ocurren cuando la presión supera el gradiente de fractura de la roca. Una vez esto haya sucedido es posible que sea difícil reparar la fractura y que no se pueda restaurar la integridad de la formación.

Generalmente este tipo de pérdidas se debe a dos situaciones:

- Si se instala la tubería de revestimiento encima de una zona donde las presiones pasan de normales a anormales, se requerirá que el fluido de perforación sea más pesado para balancear esas presiones anormales y esto provocará fracturas en la zapata.
- Por presiones de fondo excesivas, que pueden resultar por muchos

factores, debido a fuerzas mecánicas se dan gracias a caudales y velocidades de bombeo excesivas, aumento muy rápido de las velocidades de bombeo después de realizar las conexiones y los viajes, subir o bajar la tubería muy rápido, una velocidad de penetración muy alta a un caudal dado; Por condiciones del pozo se da debido al desprendimiento de lutita, acumulación de recortes, amagos; Por propiedades del lodo como viscosidades y esfuerzos de gel excesivos, revoques gruesos, densidad excesiva del lodo, etc.

También se pueden dividir las pérdidas de circulación de acuerdo a la cantidad de lodo que regresa a superficie.

2.10.2.1. Pérdidas parciales

El fluido continua regresando a la superficie con alguna pérdida de circulación presente.

2.10.2.2. Pérdidas totales

Todo el fluido fluye hacia la formación y no hay retorno del lodo a la superficie.

2.10.3. Prevención de la pérdida de circulación³⁴

Hacer una buena planificación y tener prácticas adecuadas a la hora de perforar son muy importantes para evitar la pérdida de circulación. Hay varias disposiciones que evitan o disminuyen la pérdida de circulación.

³⁴ Ibid. , cap 14. p.4.

- Colocar el revestimiento en una zona donde el gradiente de fractura sea suficiente para soportar el peso del lodo donde se encuentra la zapata.
- No exceder velocidades críticas durante los viajes. En pozos profundos se deben introducir más lentamente las tuberías debido a que entre más largas sean mayor el aumento de la presión. Espacios pequeños en el anular causarán presiones de surgencia.
- Una ROP muy alta aumenta los recortes en el anular aumentando la densidad equivalente de circulación y será más fácil que cualquier aumento brusco de la presión cause una fractura. Por lo tanto es importante controlar la ROP.
- Aumentar gradualmente la velocidad del bombeo ayudará a reducir las presiones de surgencia.
- Evitar los amagos.
- Controlar las propiedades del lodo como la viscosidad y el esfuerzo de gel en los rangos apropiados.
- Mantener los sólidos perforados en el nivel más bajo posible y minimizar la acumulación del revoque.
- Perforar con una densidad de lodo mínima.
- Seleccionar correctamente el tamaño de los materiales puenteantes reducirá la pérdida de circulación.

2.10.4. Reparar la pérdida de circulación³⁵

2.10.5. Análisis del problema

Las condiciones que existían en el momento de la pérdida se deben estudiar con

³⁵ Ibid., cap 14. p.7.

mucha precisión. El momento, el tipo y la gravedad de la pérdida se deben tomar en cuenta. Así se puede investigar cuál es la solución para el problema, la ubicación de la pérdida y que la causó.

Las causas se pueden determinar a partir de la siguiente información:

- Las formaciones de carbonato se caracterizan por causar por pérdidas rápidas y una caída de la columna de perforación.
- Las formaciones de lutita causan pérdidas más lentas y debe ser controlada para evitar la ampliación de la fractura que se haya creado.
- Cambios en la velocidad de perforación pueden indicar que se ha cambiado de formación.
- La pérdida causada por la presión hidráulica se puede reconocer porque el peso del fluido de perforación incrementa.
- Cuando la columna de perforación se mueve rápido causa que aumente la presión que puede provocar fracturas.

2.10.6. Localizar la pérdida³⁶

Hay que reparar rápido la pérdida de circulación ya que esto aumenta los costos y puede crear otros problemas en el pozo. Es necesario por lo tanto localizar el lugar donde se haya presentado la pérdida.

Más de la mitad de las pérdidas ocurren en la zapata del último revestimiento contrario a la creencia de que la mayoría ocurren en el fondo del pozo.

- Un girador se introduce en el pozo que rotará cuando el lodo se mueva horizontalmente. Las revoluciones por minuto serán pocas y aumentarán en el lugar donde se presenta la pérdida.
- Un termómetro se introduce que registra la temperatura del lodo y de la formación.

³⁶ Ibid., cap 14. p.8.

Luego de establecer el gradiente de temperaturas en el pozo, se añade lodo frío y habrá una diferencia notable de las temperaturas en el punto de pérdida.

- Se registra el pozo antes y después de bombear lodo con material radioactivo. Altas concentraciones de este material se ubicarán en el punto de la pérdida.
- Un transductor puede registrar una diferencia de a través de un diafragma que produce una variación del potencial en el circuito que indica la velocidad de flujo del lodo y donde el lodo se vuelve estático.

Hay varias razones por las cuáles los estudios no se realizan más seguido, incluyendo que estos estudios incluyen una pérdida deliberada de lodo, se pierde tiempo intentando llevar los equipos, las condiciones no son las apropiadas para llevar introducir bajar las herramientas.

2.10.7. Severidad de la pérdida³⁷

Dos de los factores más importantes para determinar la severidad de la pérdida son la cantidad de pérdida y la altura de la columna de lodo estático. Si la altura de esta no es visible se puede determinar bajando un pedazo de madera con un cable. También se puede se puede medir la altura con un dispositivo de eco.

Las zonas de pérdida se pueden clasificar como:

- Pérdida por infiltración (1-10 bbl/hr)
- Parcial (10-500 bbl/hr)
- Total (El pozo se llena hasta el nivel de 200 a 500 pies)
- Zonas de pérdida parcial o total hacia fracturas inducidas profundas.

³⁷ Ibid., cap 14. p.9.

- Zonas de pérdida total grave (pozo lleno hasta el nivel de lodo de 500 a 1000 pies)

2.11. PUENTEEO

Técnica que consiste en formar un sello en la pared de la arena permitiendo proteger la zona productora de ser invadida por los fluidos de perforación, lo que ayuda a evitar el daño que se presenta cuando hay una invasión del lodo.

2.11.1. Agentes puenteantes³⁸

Los agentes puenteantes son un componente del fluido de perforación y tiene como función formar un revoque externo en la cara de la formación, para controlar la invasión del lodo a la formación. Los agentes puenteantes deben tener un tamaño aproximadamente igual a la mitad del tamaño de abertura más grande. Dichos agentes puenteantes incluyen el carbonato de calcio, la celulosa molida y una gran variedad de materiales de perdida de circulación

Los agentes puenteantes tienen diferentes tamaños de partículas las cuales quedan atrapadas en la cara de la formación. Las partículas más grandes tapan los espacios porales pero debido a que estos no tienen la misma forma que los poro las partículas más pequeñas taponan los espacios que hayan quedado abiertos evitando que haya una invasión a la formación.

³⁸ BÁEZ. Op. Cit. , p.52.

2.11.2. Tipos de agentes puenteantes

2.11.2.1. Barita

La barita o sulfato de bario se usa principalmente como agente densificante. Tiene una alta disponibilidad y no es un agente densificante costoso.

2.11.2.2. Grafito

Se utiliza principalmente para puentear formaciones porosas y fracturadas. Se puede usar en diferentes tipos lodos.

2.11.2.3. Carbonato de calcio

A veces usado como agente densificante también sirve como agente puenteante. El carbonato de calcio fino se utiliza como agente densificante. El carbonato de calcio mediano y grueso es el que generalmente es usado para puentear. Es de bajo costo y además su efecto en las otras propiedades del fluido son mínimas. Este carbonato se vende en distintas granulometrías donde al número de malla más grande indica una granulometría más fina. Un tipo de carbonato se puede apreciar en la figura 9.

Figura 9. Carbonato de calcio



Fuente: Vital del Ecuador

2.11.2.4. Teorías de puenteo³⁹

Existen diversos métodos que permiten diseñar el fluido de perforación distribuyendo el tamaño de las partículas de los agentes puenteantes basándose en la geometría de los poros de las formaciones; Estos métodos se conocen como las reglas de Abrams, Keauffer y Vickers y de acuerdo a ellas se puede diseñar el sello que impedirá la pérdida de circulación hacia la formación.

³⁹ Ibid., p.55.

2.11.2.5. Regla de Vickers⁴⁰

Consiste en lograr la mezcla óptima de agentes puenteantes para sellar una formación basándose en los siguientes criterios:

- El D-90 de la distribución de tamaño de partículas debe ser igual al tamaño de la garganta poral más grande.
- El D-75 de la distribución debe ser igual a $2/3$ del tamaño de la garganta poral más grande.
- El D-50 de ser igual a $1/3$ del tamaño medio de la garganta poral.
- El D-25 debe ser igual a $1/7$ del tamaño medio de la garganta poral.
- El D-10 debe ser mayor o igual al tamaño de la garganta poral más pequeña.

2.11.2.6. Regla de Abrams⁴¹

El tamaño promedio de las partículas usadas para el puenteo debe ser igual a un tercio del diámetro promedio de poro.

⁴⁰ VICKERS, Stephen, *et al.* A new methodology that surpasses current theories to efficiently seal a varied pore throat distribution as found in natural reservoir formations. Houston: Baker Hughes Drilling Fluids, 2006.

⁴¹ ABRAMS, A. Mud Design to Minimize Rock Impairment due to Particle Invasion. En: Journal of Petroleum Technology. Mayo, 1977, Vol 29 no.5., p.586.

2.12. SELECCIÓN DE LA GRANULOMETRÍA DEL AGENTE PUENTEANTE⁴²

El carbonato de calcio es el agente puenteante más popular. Para seleccionar el agente más apropiado se debe tener en cuenta los tamaños de las partículas de acuerdo al tamaño de la garganta de poro. Las gargantas de poro son pequeñas aberturas que conectan un poro con otro, estas permiten el flujo indeseado.

La selección de la granulometría del agente puenteante (del cual pueden haber varios tipos cómo se muestra en la tabla 3) se puede hacer basándose en diferentes criterios. En esta investigación se han presentado dos de los más populares. El criterio de Abrams y el criterio de Vickers. Una comparación de estos luego de una prueba ppt se puede observar en la tabla 2.

Basándose en que el criterio de Abrams es más antiguo que el criterio de Vickers y en una comparación de la pérdida inicial de filtrado realizada por Vickers se ha decidido utilizar el criterio de Vickers, no sólo porque evita en mayor medida la pérdida de circulación sino porque representa de mejor manera los diferentes tamaños que existen en una formación.

⁴² BÁEZ. Op. Cit. , p.69.

Tabla 2. Comparación de la teoría de Vickers vs Abrams

PPT con disco de 20 micras.		
Criterio	Vickers	Abrams
Spurt loss(ml)	2,6	3,6
Filtración después de 30 minutos.	20	23

Fuente:A new methodology that surpasses current theories to efficiently seal a varied pore throat distribution as found in natural reservoir formations.

Tabla 3. Materiales para controlar las pérdidas

Materiales para el control de pérdidas de circulación			
Fibrosos	Granulares	Mezclas	Escamas
M-I-X II	Cáscaras de nuez	KWIKSEAL	Celofán
M-I CEDER FIBER	G-SEAL	M-I SEAL	Mica
Aserrín	Carbonato de calcio		Phono Seal

Fuente: M-I SWACO Manual de fluidos de perforación.

2.13. CONTROL DE FILTRADO⁴³

Una de las funciones más importantes del lodo de perforación es formar un revoque en las paredes del pozo cuya función es aislar la zona evitando la pérdida de filtrado.

El filtrado se refiere a la invasión del fluido de perforación a la formación debido a la presión diferencial. Para controlar el filtrado se usa diferentes tipos de aditivos el cual reduce la permeabilidad del revoque haciendo que el fluido que invade a la formación sea menor.

⁴³ M-I SWACO DRILLING FLUIDS. Op. Cit. , cap 7. p.2.

2.13.1 Aditivos de control de pérdida de filtrado

2.13.2 Polímeros⁴⁴

Los polímeros son los productos de control de filtrado más usados para los lodos base agua. Pueden variar de almidones naturales y celulosa modificada a polímeros sintéticos complicados capaces de soportar altas temperaturas y condiciones adversas.

Los polímeros reducen la pérdida de filtrado de varias maneras.

- 1) Sellando las aberturas del revoque con partículas de polímeros.
- 2) Encapsulando los sólidos mediante la formación de un revestimiento o una película deformable más grande que reduce la permeabilidad del revoque.
- 3) Mediante la viscosificación de la fase líquida.

2.13.3. Almidón

Son polímeros de carbohidrato natural y estos pueden ser usados en agua de mar, agua salada, agua dura y salmueras complejas. Los almidones se pueden conseguir con facilidad como almidón amarillo (no tratados) y blancos (modificados). Los más usados son aquellos que se derivan del maíz y de la papa ya que son bastante económicos, aunque se pueden encontrar almidones preparados a partir de otros productos agrícolas.

La mayoría de los almidones son preparados mediante la separación y

⁴⁴ Ibid., cap7. p.14.

calentamiento de los granos de almidón para romper su capa de almidopectina. Este proceso libera la amilosa la cual absorbe el agua formando bolsas esponjosas. La amilosa reduce el agua libre en el lodo y obtura los poros en el revoque disminuyendo de esta forma el filtrado en el sistema. Este se vende en diferentes presentaciones, incluyendo en paquetes como se observa en la figura 10.

Figura 10. Aditivo base almidón



Fuente: Economy Mud Products

3. EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN EL CAMPO

3.1 PRUEBAS DE LABORATORIO

Esta etapa consiste en la explicación de los objetivos y los procedimientos de los experimentos llevados a cabo en el estudio. Gracias a esta se puede entender qué tipo de pruebas se deben realizar.

El presente estudio se centra en evaluar el sistema de fluido de perforación actualmente utilizado en el campo y cuáles otras alternativas que técnica y económicamente sean viables para ser aplicadas en los pozos.

Además este estudio se ha realizado con el fin de encontrar una manera de minimizar los inconvenientes que se han tenido especialmente en un pozo del campo por los efectos de arcillas muy reactivas que ocasionaron sobre tensiones y arrastre en los viajes.

El estudio consiste de 5 pruebas:

1. Análisis de CST
2. Análisis de DRX
3. Análisis de hinchamiento lineal
4. Análisis de dispersión
5. Pruebas de retorno de permeabilidad

3.2. ANÁLISIS DEL CAPILLARY SUCTION TIMER TEST EN CORTES DEL CAMPO

Para determinar la inhibición generada usando un inhibidor, cloruro de potasio (KCL), en cortes del campo, haciendo pruebas con diferentes concentraciones utilizando un equipo de Capillary Suction Timer.

3.2.1. Capillary suction time test⁴⁵

El equipo de CST mide el tiempo requerido para que un fluido viaje una distancia radial fija en un papel poroso de filtro grueso. El equipo mide esta propiedad usando electrodos ubicados de manera triangular. Cuando el fluido alcanza los primeros dos electrodos, el contador empieza, cuando el fluido alcanza el tercer electrodo, el contador para y el tiempo de succión capilar se registra.

Un equipo de succión capilar es bastante pequeño como se puede observar en la figura 11.

⁴⁵ HART, Kevin Michael. Capillary suction time tests on selected clays and shales. Thesis of Masters of Science in Engineering. Austin: University of Texas. Faculty of the Graduate School, 1989. p.9.

Figura 11. Capillary suction timer



Fuente: Rig China Group Company

3.2.2. Procedimiento de la prueba

1. En diferentes pozos del campo, se tomaron muestras de cortes secos a diferentes intervalos; De 2940 a 3400 pies, de 1520 a 1940 pies, de 4500 a 5000 pies, de 3290 a 3580 pies.
2. Los cortes se molieron y se pasaron a través de una malla 100 mesh y se retuvieron en una malla de 200 mesh.
3. Se prepararon las soluciones con diferentes concentraciones de cloruro de potasio y se realizó la prueba.
4. Se tomó otra repetición de la prueba con la misma muestra.
5. Se realizó el mismo procedimiento con todas las muestras y fluidos preparados para verificar los resultados.

Los resultados de CST de las muestras tomadas a diferentes intervalos se muestran en la tabla 4.

Tabla 4. Resultados de CST para diferentes profundidades

AGUA DESTILADA			
Arcillas	CST	Lectura 1	Lectura 2
De 2940 a 3400 pies	163.7	179.2	148.2
De 1520 a 1940 pies	308.9	209.3	408.5
De 4500 a 5000 pies	292.7	364.9	220.5
De 3290 a 3580 pies	113.3	127	99.5

Fuente: Halliburton

(El valor de la CST es el promedio entre el valor de las dos lecturas)

Debido a que los resultados obtenidos con las muestras de cortes secos y en solución de agua destilada fueron relativamente bajos, se optó por tomar cortes húmedos del pozo que reporto los valores más altos de CST con cortes secos que corresponde al pozo del cual se tomaron las muestras en el intervalo de 1520 a 1940 pies.

Luego se tomaron tres muestras, la muestra #1 se conforma de cortes tomados de los intervalos de 1830-1860 pies, de 2130-2160 pies, de 2640-2670 pies.

La muestra #2 de los intervalos de 2610-2640 pies, de 1860-1890 pies.

La muestra #3 de los intervalos de 2550-2580 pies y sus resultados se muestran en la tabla 5.

Tabla 5. Resultados de CST a muestras de un mismo pozo

Agua destilada			
Arcillas	CST	Lectura 1	Lectura 2
#1	1250	1310	1190
#2	770	830	710
#3	298.5	324	273

Fuente: Halliburton

La muestra más reactiva es la #1 y se procedió a tomar el valor de la CST, para esta muestra a diferentes concentraciones de KCL (15, 20, 25 y 30 libras por barril) y sus resultados se consignan en la tabla 6.

Esto se hace con el fin de evaluar cuál es la mejor concentración del inhibidor.

Tabla 6. Resultados de CST usando diferentes concentraciones de inhibidor

Muestra de arcilla #1			
Concentraciones de KCL	CST	Lectura 1	Lectura 2
15 lpb	60.85	55.6	66.1
20 lpb	57.15	52.0	62.3
25 lpb	62.75	57.7	67.8
30 lpb	62.60	56.6	68.6

Fuente: Halliburton

3.2.3. Análisis de resultados

Se observó que una concentración más que óptima es usar 20 libras por barril de cloruro de potasio. Aumentar la concentración de cloruro de potasio no mejora la inhibición respecto a la concentración de 20 libras por barril además de que esta concentración será más barata con respecto a concentraciones más altas de inhibidor.

Por esta razón una concentración de 20 libras por barril de cloruro de potasio(KCL) es la mejor opción.

3. 3. ANÁLISIS DE DIFRACCIÓN DE RAYOS-X⁴⁶

El análisis de DRX es una técnica para el análisis mineralógico semicuantitativo de una muestra de roca midiendo los picos de difracción en los rayos-X difractados por la muestra. La posición de los picos de difracción es una medida de la distancia entre discretos planos de difracción cristalográficos dentro de los minerales, mientras que su intensidad indica la cantidad del mineral. La técnica es solamente semicuantitativa porque el tamaño y la forma del pico de difracción es fuertemente influenciado por la geometría de la medida, por ejemplo la orientación de los minerales, y la preparación de la muestra. Partículas finas tales como arcillas se deben separar de partículas más grandes y medirse separadamente para que sean detectadas apropiadamente. Para reducir los errores asociados con la orientación preferente de los minerales, las muestras comúnmente son molidas hasta que se vuelven polvo antes del análisis, una técnica conocida como difracción de rayos X de polvo.

Los análisis de DRX de las muestras de corte de perforación evidencian la presencia de minerales típicos de suelos ácidos entre los cuales se encuentran el cuarzo, caolinita, y sulfatos. Para la caracterización por DRX se seleccionó una muestra representativa de cada una de las muestras de corte de perforación, mediante el método de cuarteo. Los difractogramas obtenidos permiten observar la presencia de cuarzo, carbonatos, sulfatos, filosilicatos.

Estas pruebas se realizan con un difractómetro como el que se muestra en la figura 12.

⁴⁶ SCIENCE EDUCATION RESOURCE CENTER. Difracción de rayos x. [En línea] Geometrical Instrumentation Analysis. Northfield: Carleton College (Recuperado en 22 de Agosto 2017). Disponible en: https://serc.carleton.edu/research_education/geochemsheets/techniques/XRD.html

Figura 12. Difractómetro



Fuente: Serc media.

Las diferentes composiciones mineralógicas de muestras a diferentes profundidades de un pozo se presentan a continuación, en la tabla 7 se puede observar el porcentaje en peso de una muestra tomada en el intervalo de 1520 a 1940 pies, en la tabla 8 de 1830 a 1860 pies, en la tabla 9 de 2970 a 3000 pies, en la tabla 10 de 4170 a 4200 pies y en la tabla 11 de 6590 a 6620 pies, esto con el fin de descubrir si en todas las distintas formaciones que atravesaba el pozo había concentraciones altas de arcillas.

Tabla 7. Muestra de cortes pozo, intervalo de 1520-1940 ft

Mineral	Porcentaje en peso
Cuarzo	63.8
Caolinita	7.7
Ilita	15.4
Albita	8.0
Clinoclor	5.1

Fuente: Halliburton

Tabla 8. Muestra de cortes pozo, intervalo de 1830-1860 ft

Mineral	Porcentaje en peso
Cuarzo	48.8
Caolinita	13.2
Ilita	19.5
Albita	11.2
Montmorillonita	0.7
Clinoclor	6.6

Fuente: Halliburton

Tabla 9. Muestra de cortes pozo intervalo de 2970-3000 ft

Mineral	Porcentaje en peso
Cuarzo	47.6
Caolinita	17.6
Ilita	20.7
Albita	7.9
Clinoclor	6.2

Fuente: Halliburton

Tabla 10. Muestra de cortes pozo intervalo de 4170-4200 ft

Mineral	Porcentaje en peso
Cuarzo	50.9
Caolinita	15.3
Ilita	17.4
Albita	9.7
Clinoclor	6.6
Montmorillonita	0.1

Fuente: Halliburton

Tabla 11. Muestra de cortes pozo intervalo de 6590-6620 ft

Mineral	Porcentaje en peso
Cuarzo	48.2
Caolinita	15.7
Ilita	19.3
Albita	10
Clinoclor	6.8

Fuente: Halliburton

3. 3.1. Resultados

Existe una alta concentración de arena, además de otros componentes como la ilita y caolinita que son arcillas no tan hidratables pero que se dispersan muy lo que conlleva a problemas de inestabilidad en los pozos.

Debido a esto es imperante inhibir estas arcillas con la formulación del lodo y evitar su dispersión.

Estos resultados explican los tiempos obtenidos con el CST.

3.4. ANÁLISIS DE HINCHAMIENTO LINEAL⁴⁷

Un medidor de hinchamiento lineal está diseñado para determinar la hidratación o deshidratación de las arcillas midiendo el incremento o la disminución de la

⁴⁷ FANN INSTRUMENT COMPANY. Linear Swell Meter 2100 Instruction Manual. Houston: FANN, 2015. p.6.

longitud sobre el tiempo de una muestra o núcleo de arcilla intacta o reconstituida. Las operadoras aplican la información de esta prueba para predecir y corregir los problemas encontrados durante la perforación de los pozos. Tener esta información ayuda a los operadores a desarrollar un programa de perforación que minimice los riesgos de perforación y los costos asociados con las arcillas.

El software del medidor de hinchamiento lineal registra las medidas y resume los resultados en un gráfico de tiempo real que muestra el porcentaje del hinchamiento versus el tiempo.

Las muestras de arcilla pueden venir de recortes perforados, núcleos, o cualquier otra fuente. Los recortes perforados se muelen hasta que alcanzan un tamaño de partícula adecuado y luego son comprimidos bajo presión usando un compactador hidráulico. Este material compactado se envuelve en una malla porosa para minimizar el hinchamiento radial durante la prueba. El diseño de esta malla mantiene la muestra intacta, minimizando el desmoronamiento y el derramamiento que es común en las arcillas.

La prueba de hinchamiento lineal demuestra el efecto inhibitorio de varios fluidos en el hinchamiento de las arcillas.

Figura 13. Medidor de hinchamiento lineal



Fuente: Fann instrument company.

Después de los resultados de CST y del análisis de DRX se procedió a evaluar el porcentaje de hinchamiento Lineal (Linear Swell Meter) y de dispersión para diferentes formulaciones de fluidos; en la tabla 12 se muestra la composición de un lodo con un estabilizador de arcillas Clayseal plus. En la tabla 13 y 14 se muestran las composiciones de dos lodos de tipo polimérico. En la tabla 16 se encuentra la composición de un lodo base aceite. Esto se hizo para determinar cuál era la mejor alternativa para perforar la formación, incluyendo la formulación de fluido que actualmente se está utilizando en el campo que se muestra en la tabla 15.

3.4.1. Formulaciones de lodo propuestas para evaluación en laboratorio

Tabla 12. Composición del lodo clayseal – polímero

Producto	Libras por barril
Aquagel	5
Aldacide-G	0.5
Soda caústica	0.2
Aktaflo-s	0.75
Pac-R	0.5
Pac-L	0.75
N Drill HT Plus	4.0
Barazan D Plus	0.25
Clayseal Plus	7
Carbonato de calcio 325	40

Fuente: Halliburton

Tabla 13. Composición del lodo kcl – polímero

Producto	Libras por barril
Aquagel	5
Potasa caústica	Hasta conseguir un pH entre 9.5 y 10
Pac-L	0.75
Pac-R	0.5
N Drill HT Plus	4
Barazan D Plus	0.25
Gem CP	6
Cloruro de potasio	20
Carbonato de calcio 325	40

Fuente: Halliburton

Tabla 14. Kcl – polímero ii

Producto	Libras por barril
Aquagel	5
Potasa cáustica	Hasta conseguir un pH entre 9.5 y 10
Pac-L	0.75
Pac-R	0.5
N Drill HT Plus	4
Barazan D Plus	0.25
Clayseal Plus	6
Cloruro de potasio	20
Carbonato de calcio 325	40

Fuente: Halliburton

Tabla 15. Low lime

Producto	Libras por barril
Aquagel	12
Dextrid	2
Soda cáustica	0.75
Pac-L	0.5
Lignox Plus	1.5
Cal	2
Barazan D-Plus	0.2
Torq Trim II	5
Carbonato de calcio 325	40

Fuente: Halliburton

Tabla 16. Lodo base aceite

Producto	Cantidad de un fluido base aceite Relación 80/20
Diesel, bbl	0.7045
Factant, lpb	3
Duratone, lpb	6
Lime, lpb	7
CaCl₂, lpb	1.33
Agua, bbl	0.176
Geltone II, lpb	4
RM-63, lpb	0.5
Baracarb 325, lpb	Para una densidad de 9 libras por galón

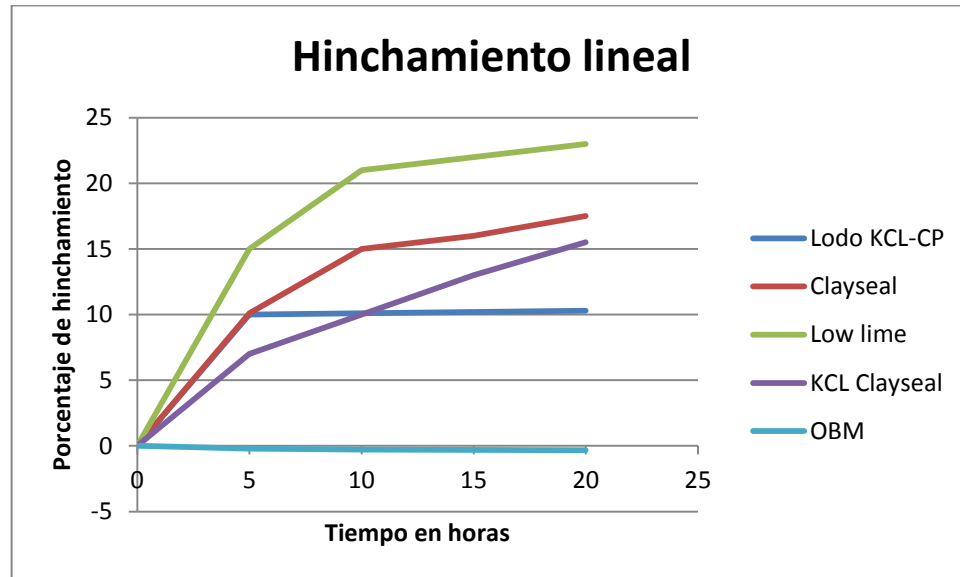
Fuente: Halliburton

Para la prueba inicial se tomaron los cortes secos de pozos de los cuales no habían reportado mayor reactividad.

Para esta prueba se prepararon los sólidos húmedos de un pozo, y luego se sometieron a la prueba de hinchamiento lineal. Los resultados se consignan en la figura 14 y la tabla 17.

3.4.2. Resultados lineal swell meter

Figura 14. Porcentaje de hinchamiento lineal vs tiempo



Fuente: Halliburton

Tabla 17. Hinchamiento lineal registrado cada 5 horas

PORCENTAJE DE HINCHAMIENTO LINEAL						
Tiempo en horas	Lodo KCL-CP	Clayseal	Low lime	KCL Clayseal Plus	OBM	
0	0	0	0	0	0	0
5	10	10,1	15	7	-0,2	
10	10,1	15	21	10	-0,29	
15	10,2	16	22	13	-0,3	
20	10,3	17,5	23	15,5	-0,32	

Fuente: Halliburton

3.5. ANÁLISIS DE PRUEBA DISPERSIÓN

3.5.1. Procedimiento

Después de realizar las pruebas de hinchamiento lineal se procedió a realizar con las mismas formulaciones una prueba de dispersión, con el propósito de evaluar el efecto de los diferentes sistemas de lodos sobre los cortes después de perforados. Esta es una simulación de lo que ocurre cuando los cortes son transportados por el fluido.

3.5.2. Dilución de cortes⁴⁸

Evaluar el grado de la dispersión de los cortes de la formación al entrar en contacto con el lodo (usando las mismas formulaciones utilizadas para la prueba de hinchamiento anterior)

Inicialmente las muestras recibidas fueron clasificadas. Estos cortes se secaron durante aproximadamente 4 horas. De estos, se sacaron 60 grs para realizar la prueba de dispersión.

Las pruebas se realizaron con cortes secos, tamizándolos a través de la malla 6 y usando los que hayan quedado en la malla 12.

1. Se pesaron 80 gr. aproximadamente de arcilla seca
2. Se colocó la arcilla (20 gramos) dentro de una celda de rolado y se le adicionó un barril de lodo. (4 pruebas)
3. Se rolo el lodo
4. Una vez rolado se pasa nuevamente por la malla 12

⁴⁸ BADILLO GARCÍA, Andrea Paola. Formulación de un fluido para perforar la zona de 81/2” de los pozos del campo Velásquez. Trabajo de grado, Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, 2008.

5. Al final de la prueba la arcilla fue lavada cuidadosamente, secada y pesada.

La diferencia con el valor adicionado inicialmente al fluido es la cantidad de sólidos que se han dispersado en el lodo. El resultado se presenta en porcentajes de dispersión como se muestra en la tabla 18.

Tabla 18. Resultados de prueba de dispersión

Lodo	Porcentaje de dispersión
Clayseal	85.1
Lodo lowlime	54
KCI-CP	21.9
OBM	1.6
KCI-Clayseal	77

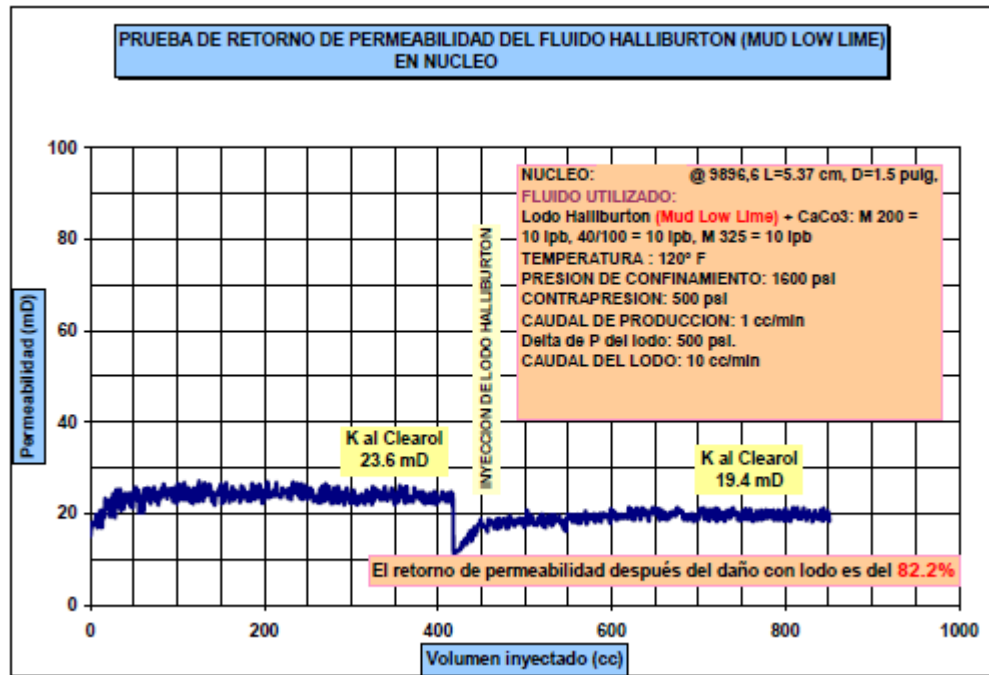
Fuente: Halliburton

3.6. PRUEBAS DE RETORNO DE PERMEABILIDAD⁴⁹

Durante el desarrollo de las pruebas se procedió a tomar dos de las formulaciones evaluadas, la primera es el lodo que se ha venido aplicando en el campo, la formulación llamada LOW LIME y la segunda es el fluido KCL con Glicol y se evaluaron en pruebas de retorno de permeabilidad, el daño de formación generado por la formulación actual y el generado por una nueva formulación con KCL. Los resultados usando el lodo LOW LIME se muestra en la figura 15 y usando el lodo con KCL en la figura 16.

⁴⁹ Ibid.

Figura 15. Prueba de retorno de permeabilidad usando el lodo low lime



Fuente: Halliburton

Figura 16. Prueba de retorno de permeabilidad usando el lodo kcl/polímero



Fuente: Halliburton

El retorno obtenido con la formulación LOW LIME corresponde a un valor de 82.2%, el cual representa un valor muy bueno. El valor del fluido KCL-GEM CP corresponde a 89.1 % que es un excelente valor. Basados en estos resultados se puede decir que la formulación de lodo usada, con respecto a daño de formación, es adecuada, sin embargo el fluido KCL provee un mejor retorno debido a que este provee una mejor inhibición a la matriz arcillosa que pueda estar presente en la formación de la cual se tomaron las muestras.

Basándose en estos resultados de retorno de permeabilidad y en los resultados de las pruebas de análisis de dispersión y de hinchamiento lineal se observó que la formulación con 20 libras por barril de KCL y 6 libras por barril de GEM/CP (Lodo KCL—POLÍMERO) mostró las mejores resultados de todos los anteriores

exceptuando el lodo base aceite. Sin embargo como el lodo base aceite presenta un riesgo económico debido a los posibles daños ambientales que pueda causar se hace evidente que la mejor formulación de todas que menos daño causa al medio ambiente, inhibe mejor las arcillas y causa menor daño a la formación es la de KCL-POLÍMERO.

Debido a esto para la selección de la granulometría del agente puenteante se escogió esta formulación como prueba variando solamente los tamaños de partícula del carbonato de calcio.

3.7 DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DE GARGANTA DE PORO⁵⁰

La distribución del tamaño de poro es necesaria para poder determinar el tamaño correcto del agente puenteante. Para poder determinar la distribución se necesita determinar las curvas de presión capilar de la muestra cuando se inyecta mercurio.

Cuando un líquido no moja un sólido poroso no entrará en los poros debido a la acción capilar. El líquido no mojante deberá ser introducido con la ayuda de cierta presión externa. El tamaño de los poros será inversamente proporcional a la presión aplicada. Si asumimos un modelo cilíndrico la relación entre la presión y el tamaño de la garganta de poro es:

⁵⁰ ASTM INTERNATIONAL. Standard Test Method for Determination of Pore Volume and Pore Volume Distribution of Soil and Rock by Mercury Intrusion Porosimetry- D4404. West Conshohocken: ASTM, 2004.

$$d = - \frac{4\gamma\cos(\theta)}{P}$$

Donde:

d = diámetro aparente de la garganta de poro,

γ = tensión superficial del mercurio,

θ = ángulo de contacto entre el mercurio y la pared del poro

P = presión absoluta que causa la intrusión

Cualquier tipo de unidades puede ser usado siempre y cuando estas sean compatibles.

El volumen de mercurio introducido en la muestra se registra junto a diferentes valores de presión de mercurio introducido hasta que la muestra se haya saturado completamente de mercurio.

Con los datos registrados se puede determinar el diámetro de la garganta de poro. Para calcularlo se necesitan conocer los valores de la tensión superficial del mercurio. Esta en el vacío a 20°C es de 480 dinas/cm, y en la presencia de aire a 20°C es de 486 dinas/cm por lo cual un promedio de 483 dinas/cm puede ser escogido sin que exista un gran margen de error.

El ángulo de contacto entre el mercurio y la mayoría de los sólidos suele estar entre 135° a 142° por lo que un ángulo de contacto promedio de 140° se puede escoger sin que haya grandes márgenes de error.

3.7.1 Equipo⁵¹

La prueba se realiza en un porosímetro de mercurio como el que se puede apreciar en la figura 17. El porosímetro inyecta un cierto volumen de mercurio en la muestra a cada presión, así hasta que la muestra esté completamente saturada de mercurio.

Los distintos valores de volumen de mercurio inyectado, vs la presión y la saturación de aire se registran.

Figura 17. Porosímetro de mercurio

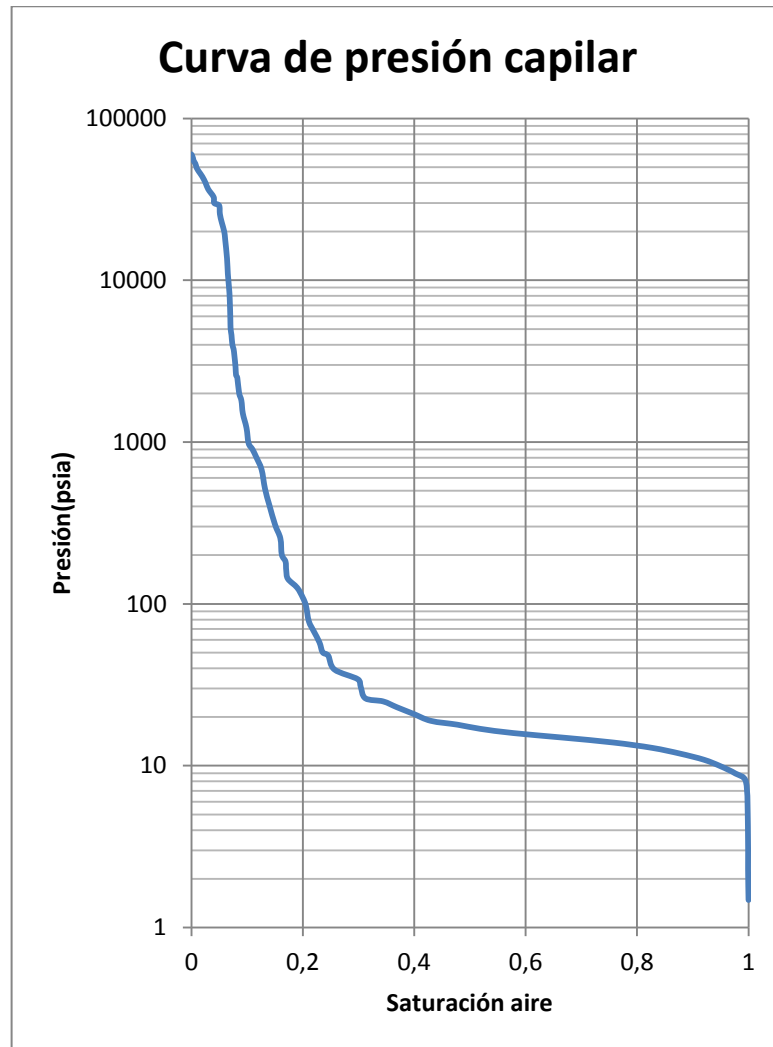


Fuente: Servicios Científico-técnicos de la UPC

Con ellos se formó una curva de presión capilar como se muestra en la figura 18.

⁵¹ RUIZ JUMBO, Luis Fernando y SANTANA TORRES Paul Almícar. Determinación del diámetro de las gargantas porales y presiones capilares usando el equipo de presión capilar con picnómetro de mercurio para la caracterización del reservorio arenisca u del campo aca, mediante pruebas de laboratorio. Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Geología y Petróleos, 2012.

Figura 18. Curva de presión capilar



Fuente: Halliburton

Con los datos de la curva de presión capilar se puede determinar la distribución del tamaño de garganta de poro. Para ellos tomamos diferentes puntos de la curva y hacemos uso de la siguiente ecuación.

Tomando valores de tensión superficial en dinas/cm, tenemos:⁵²

$$d = \frac{4 \times 0.765 \times 483 \left(\frac{\text{dinas}}{\text{cm}}\right)}{P(\text{psi})}$$

$$d = \frac{1480 \left(\frac{\text{dinas}}{\text{cm}}\right)}{P(\text{psi})} \times \frac{1(\text{psi})}{68947.57 \left(\frac{\text{dina}}{\text{cm}^2}\right)}$$

$$d = \frac{0.021(\text{cms})}{P} \times \frac{10000(\mu\text{m})}{1(\text{cm})}$$

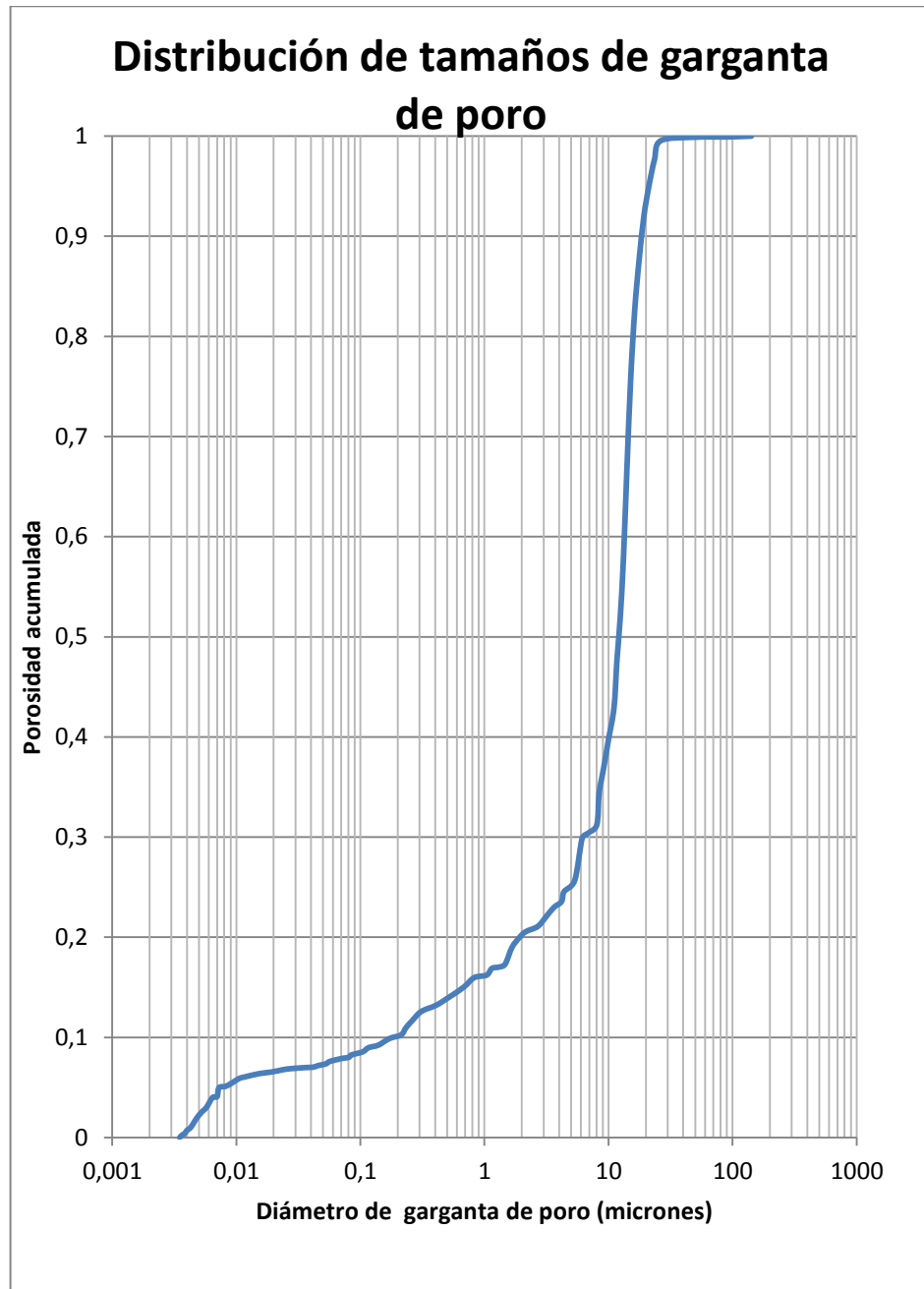
$$d = \frac{210}{P}$$

Una regla del dedo gordo en la que tendremos con un margen de error muy bajo los diámetros de las gargantas de poro en micrómetros si introducimos los valores de la presión en psi.

Con ellos se puede formar una gráfica de la distribución de tamaños de las gargantas de poro como se puede observar en la figura 19.

⁵² Ibid. ,p.46.

Figura 19. Distribución de gargantas de tamaños de poro



En la gráfica se puede observar la distribución de los tamaños de gargantas de poro vs el rango de tamaños de poro expresado en fracción.

Esto quiere decir que el diámetro de garganta de poro que cruza el eje vertical en 0,5 es el llamado *median size* o el tamaño medio entre el rango de tamaños de garganta de poro.

De la gráfica se puede observar que el tamaño más grande de garganta de poro es de 131 micrones, el tamaño mediano es de 11,7 micrones y el tamaño más pequeño es de 0,003 micrones.

3.8. PRUEBA DE TAPONAMIENTO DE PERMEABILIDAD⁵³

Esta prueba se utiliza para poder determinar si un fluido de perforación tiene la capacidad de brindar un sello apropiado a las gargantas de poro de una formación dada simulando las características de esta.

Hay dos factores a analizar con una prueba PPT.

El *spurt loss* que es la pérdida inicial de filtrado y la pérdida total de filtrado.

Un equipo de PPT como el que se muestra en la figura 20 contiene discos de aloxita que simulan el tamaño de las gargantas de poro de una formación. El agente puenteante crea una pared que evita la pérdida de circulación a la formación.

⁵³ FANN INSTRUMENT COMPANY. Permeability Plugging Apparatus Instruction Manual. Houston: FANN, 2016. p.6.

Figura 20. PPA



Fuente: Permeability Plugging Apparatus Instruction Manual. Fann Instrument Company.

3.8.1. Equipo

1. Celda cilíndrica, adaptada para aceptar un disco poroso de $\frac{1}{4}$ pulgada de espesor.
2. Envuelta exterior calefactora o camisa de calefacción.
3. Anillo distanciador.
4. Dos tapas finales (una con malla para el extremo hidráulico).
5. Dos vástagos: uno con conexión rápida para la manguera hidráulica y el otro con una válvula para la parte superior de la celda.
6. Bomba hidráulica con manguera de conexión rápida y acoplamiento.
7. Fluido hidráulico.
8. Pistón con juntas tóricas para separar el fluido hidráulico del lodo.

9. Llave de barra T para posicionamiento del pistón.
10. Celda colectora de depósito con válvula de purga.
11. Accesorio regulador de contrapresión.
12. Dos termómetros.
13. Dos clavijas de cierre de seguridad.

3.8.2. Procedimiento⁵⁴

1. Precalentar la camisa a la temperatura que se desee. Usar una capa delgada de grasa de silicona sobre las juntas tóricas. Enroscar el pistón flotante sobre la llave T e instalar el pistón en el fondo de la celda, asegurándose que el pistón se mueve de manera libre dentro de la celda.
2. Antes de desenroscar la llave T, alinear el pistón con el borde. Colocar una junta tórica en el receso del extremo de admisión de la celda. Instalar la tapa del extremo de la celda hidráulica dentro del extremo de admisión de la celda. Instalar los tornillos de fijación. Utilizar la llave en T para empujar el tapón flotante contra la tapa del extremo de la celda para expulsar el aire.
3. Instalar y apretar el vástago de la válvula de admisión. Si se desea se puede llenar el vástago de la válvula acoplándolo a la bomba hidráulica. Cuando el vástago está lleno, abrir la válvula de desahogo y utilizar la llave en T para empujar el tapón flotante contra la tapa de la celda para expulsar el aire.

⁵⁴ M-I SWACO DRILLING FLUIDS. Op. Cit. , cap 3. p.43.

4. Llenar la celda con 300 ml de fluido. Colocar una junta tórica dentro del receso en el extremo superior de la celda. Instalar la manguera hidráulica, y utilizando la bomba, bombear el lodo hasta que llegue justo dentro del borde.
5. Instalar la tapa. Instalar el vástago de la válvula de descarga con una válvula de seguridad dentro del extremo de la tapa del extremo de la celda, y cerrar la válvula. Colocar la celda dentro de la camisa de calefacción hasta que toque el fondo. Girar la celda en sentido horario hasta que la celda se bloquee.
6. Instalar un termómetro metálico en la cubeta del termómetro. Colocar el depósito de filtrado encima del ensamblaje de vástago de la válvula. Instalar el receptor de contrapresión encima del vástago de la válvula. Acoplar la conexión rápida de la bomba hidráulica al vástago de la válvula. Aplicar una presión de 200 psi sobre la celda y dejar cerrada la válvula de la bomba.
7. Calentar la celda a la temperatura deseada. La temperatura de prueba para esta serie de pruebas será de 150°F. Cerrar la válvula de desahogo en la bomba y aplicar la presión deseada a la celda con la bomba hidráulica. Aplicar una presión hidráulica de trabajo de 1.500 psi a la celda con la bomba hidráulica.
8. Una vez que se ha aplicado la presión deseada, aplicar un poco de presión al receptor de contrapresión, sin exceder 50 psi, y abrir lentamente la válvula de seguridad. Después de 30 segundos, abrir lentamente la válvula de purga en el depósito y captar el lodo que esté saliendo dentro de un pequeño vaso de precipitado de vidrio hasta que el depósito quede seco. Este es reconocido como spurt loss o pérdida inicial de filtrado.
9. Cerrar la válvula de purga en el depósito y mantener la presión deseada sobre la celda con la bomba hidráulica. La presión disminuirá durante la filtración del lodo, lo cual requiere la aplicación de presión adicional sobre la celda para mantener una presión constante. Después de 30 minutos, registrar la cantidad total de líquido recuperado excluyendo la pérdida inicial de filtrado.

El filtrado total se calcula de la siguiente manera:

Filtrado total (ml) = pérdida inicial instantánea (ml) + 2 x (recuperación de fluido en 30 minutos (ml))

3.9. TAMAÑO DEL AGENTE PUENTEANTE

Para hacer el rediseño del fluido se ha prestado particular atención en el agente puenteante a utilizar. Se ha decidido escoger la teoría de Vickers como la teoría de puenteo más útil ya que tiene en cuenta diferentes tamaños de garganta de poro para poder hacer el sello. Teniendo en cuenta los parámetros establecidos por la teoría de Vickers la distribución de tamaños para el agente puenteante se muestran en la tabla 19.

Tabla 19. Distribución de tamaños de partícula según Vickers

D90	131 micrones
D75	Igual o mayor a 87.3 micrones
D50	3.8 micrones
D25	1.61 micrones
D10	Más grande que 0.003 micrones

De acuerdo a estos resultados el D90 de la partícula del agente puenteante debe ser demasiado grande y los agentes puenteantes disponibles de tamaño muy fino no pueden cumplir con estos requerimientos. Sin embargo vale la pena destacar que los tamaños de garganta poral de más de 100 micrones casi no forman parte del tamaño volumétrico de la muestra, por el contrario cerca del 95% de la muestra completamente saturada por mercurio los tamaños de las gargantas de poro son de tamaños de aproximadamente 20 micrones, por lo tanto este tamaño será más útil para ser considerado como D90.

También es necesario decir que las pruebas fueron realizadas con discos de aloxita de 10 micrones que era el tamaño más cercano al tamaño medio de garganta de poro.

Debido a que el diferencial de presión entre la presión hidrostática y la presión de yacimiento en campo en diferentes pozos fue reportado como aproximadamente 1500 psi y una temperatura promedio de 150 °F estos dos parámetros fueron escogidos para simular las condiciones del yacimiento.

3.10. RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT

Para poder hacer el rediseño de los fluidos de perforación para confirmar que estos hacen un puenteo eficaz se establecen 8 combinaciones distintas de agentes puenteantes y se procederá a hacer una prueba PPT con diferentes combinaciones de concentraciones de un agente puenteante.

De esta manera se verificará también la efectividad de la teoría de Vickers para proveer un buen puenteo.

3.10.1. Lodo número 1

Este lodo se realizó usando como agente puenteante un 100% de carbonato de calcio A100. Los resultados de la prueba PPT de este lodo se muestran en la tabla 20.

Tabla 20. Lodo número 1

Parámetros	Volumen (ml)
Spurt loss (prueba PPT)	7,4
Filtrado después de 30 min	14
Valor PPT	35,4

3.10.2. Análisis del lodo número 1

Este lodo fue desarrollado para comprobar que agentes puenteantes de partículas muy grandes no servirían para poder hacer un buen puenteo.

Como se puede observar, tanto la pérdida de filtrado inicial como el valor total de la prueba PPT son demasiado altos por lo tanto este lodo no se puede usar y queda descartado.

3.10.3. Lodo número 2

Este lodo se realizó con 70% carbonato de calcio A100 y 30% carbonato de calcio A200. Los resultados de la prueba PPT de este lodo se muestran en la tabla 21.

Tabla 21. Lodo número 2

Parámetros	Volumen (ml)
Spurt loss (prueba PPT)	6,1
Filtrado después de 30 min	11,7
Valor PPT	29,5

3.10.4. Análisis del lodo número 2

Se hizo este lodo con la intención de ver cómo reaccionaban los diferentes parámetros al añadirse un agente puenteante de tamaños de partículas más pequeñas al lodo número 1.

Como se puede observar, al reducir la cantidad inicial de carbonato de calcio de A100 un poco y al añadir el resto del agente puenteante con carbonato de calcio A 200 tanto el Spurt loss como el valor de PPT mejoran al disminuir, pero por ser valores todavía demasiado altos este lodo queda descartado.

3.10.5. Lodo número 3

Este lodo se realizó con 30% carbonato de calcio A100, 70% carbonato de calcio A200. Los resultados de la prueba PPT de este lodo se muestran en la tabla 22.

Tabla 22. Lodo número 3

Parámetros	Volumen (ml)
Spurt loss (prueba PPT)	4,8
Filtrado después de 30 min	10,6
Valor PPT	26

3.10.6. Análisis del lodo número 3

Debido a que anteriormente habíamos usado una mezcla de 70% carbonato de calcio A100 y 30% carbonato de calcio A200 y los parámetros de filtrado inicial y valor PPT habían mejorado respecto al lodo número 1, se decidió ahora aumentar en la mezcla el porcentaje de carbonato de calcio A200 con el fin de que al disminuir el tamaño promedio de las partículas del agente puenteante se disminuyeran los parámetros que se necesitan.

Como se puede observar el *spurt loss* y el valor PPT continuaron mejorando, sin embargo aún lo suficiente, por lo tanto este lodo queda descartado también.

3.10.7. Lodo número 4

Este lodo se realizó con 100% carbonato de calcio A200. Los resultados de la prueba PPT de este lodo se muestran en la tabla 23.

Tabla 23. Lodo número 4

Parámetros	Volumen (ml)
Spurt loss (prueba PPT)	4,2
Filtrado después de 30 min	9,3
Valor PPT	22,8

3.10.8. Análisis del lodo número 4

Debido a que usar una combinación de diferentes tamaños de partícula para reducir el valor del spurt loss no funcionó se decidió ahora usar un solo tamaño de agente puenteante.

Como se puede observar los valores de spurt loss y valor PPT siguen mejorando a medida que se disminuyen los tamaños de partícula del agente puenteante, ya que la combinación anterior tenía tamaños de partícula de carbonato de calcio A100, considerablemente más grande que el carbonato de calcio A200 para este propósito.

Sin embargo la pérdida inicial de filtrado es demasiado alta por lo tanto este lodo queda descartado.

3.10.9. Lodo número 5

Este lodo se realizó con 25% carbonato de calcio A 100 y 50% carbonato de calcio A200 y 25% de carbonato de calcio A325. Los resultados de la prueba PPT de este lodo se muestran en la tabla 24.

Tabla 24. Lodo número 5

Parámetros	Volumen (ml)
Spurt loss (prueba PPT)	2,9
Filtrado después de 30 min	8,4
Valor PPT	19,7

3.10.10. Análisis del lodo número 5

Debido a que usar 100% de carbonato de calcio de A200 no funcionó, se procedió a mezclar de nuevo tres tamaños distintos de agente puenteante.

Como se puede observar los valores de spurt loss y valor PPT siguen mejorando a medida que se mezclan tamaños de partícula de un agente puenteante más pequeños.

Sin embargo la pérdida de inicial es alta por lo tanto este lodo queda descartado.

3.10.11. Lodo número 6

Este lodo se realizó usando como agente puenteante 50% carbonato de calcio A200 y 50% carbonato de calcio A325. Los resultados de la prueba PPT de este lodo se muestran en la tabla 25.

Tabla 25. Lodo número 6

Parámetros	Volumen (ml)
Spurt loss (prueba PPT)	1,4
Filtrado después de 30 min	7,6
Valor PPT	16,6

3.10.12. Análisis del lodo número 6

Esta combinación se acerca más a los parámetros necesarios para la formación.

Los tamaños que se requieren de acuerdo a la teoría de Vickers incluyen partículas de tamaño muy fino y la mezcla de carbonato de calcio A200 y carbonato de calcio A325 proporciona un tamaño de partícula mucho más pequeño en comparación con los anteriores lodos presentados. Sin embargo los valores necesarios de pérdida de filtrado inicial no se cumplen a pesar de que se acercan a los parámetros ideales todavía no son lo suficientemente bajos.

Por las anteriores razones previamente mencionadas este lodo queda descartado.

3.10.13. Lodo número 7

Este lodo se realizó con 20% carbonato de calcio A200 y 80% carbonato de calcio A325. Los resultados de la prueba PPT de este lodo se muestran en la tabla 26.

Tabla 26. Lodo número 7

Parámetros	Volumen (ml)
Spurt loss (prueba PPT)	0,5
Filtrado después de 30 min	7,2
Valor PPT	14,9

3.10.14. Análisis del lodo número 7

El carbonato de calcio A325 es de tamaño fino y por lo tanto mejora demasiado los parámetros requeridos. El spurt loss o pérdida de filtrado inicial está por debajo de un milímetro. También el valor PPT está en un nivel aceptable. Esto es debido a que el carbonato A325 se ajusta de mejor manera a los tamaños requeridos por la teoría de Vickers ya que su D50 (aproximadamente 4,5 micrones según el fabricante) es aproximadamente un tercio del tamaño medio de garganta de poro (11,7 micrones).

Sin embargo todavía estamos usando un porcentaje de carbonato de calcio A200 que aunque pequeño puede causar que nuestra mezcla no sea lo suficientemente

pequeña para poder taponar las gargantas de poro. Por esta razón se procedió a probar un lodo con solo carbonato de calcio A325.

3.10.15. Lodo número 8

Este lodo se realizó con 100% carbonato de calcio A325. Los resultados de la prueba PPT de este lodo se muestran en la tabla 27.

Tabla 27: Lodo número 8

Parámetros	Volumen (ml)
Spurt loss (prueba PPT)	0,9
Filtrado después de 30 min	7,3
Valor PPT	15,5

3.10.16. Análisis del lodo número 8

Sorprendentemente hubo un empeoramiento de los parámetros del lodo. Aunque el cambio no es demasiado y este lodo también posea características deseables el lodo número 7 se comporta mejor.

Esto puede ser debido a que el carbonato de calcio A325 posea un D90 muy pequeño para los requerimientos de la teoría de Vickers. Por lo tanto una mejor combinación es agregar un porcentaje bajo de una carbonato de calcio con partículas más grandes para que el D90 pueda tener un valor más alto sin afectar el D10 y el D50 de manera drástica.

3.11. COMPARACIÓN ENTRE LOS DISTINTOS LODOS FORMULADOS

Comparando los resultados de los 8 lodos, como se observa en la tabla 28, se puede observar que hay una clara disminución de la pérdida de filtrado inicial a medida que se reduce la granulometría del agente puenteante escogido.

Tabla 28. Comparación de los parámetros de los 8 lodos

Lodo número	Spurt Loss (ml)	Filtrado a los 30 min (ml)	Valor PPT
1	7,4	14	35,4
2	6,1	11,7	29,5
3	4,8	10,6	26
4	4,2	9,3	22,8
5	2,9	8,4	19,7
6	1,4	7,6	16,6
7	0,5	7,2	14,9
8	0,9	7,3	15,5

Los primeros tres lodos tienen porcentajes altos de carbonato de calcio A100 que es de una granulometría más grande que el A200 y el A325, por esta razón no es sorprendente que los resultados de Spurt Loss, filtrado y de valor PPT sean muy altos en comparación con los otros.

El lodo número 4 contiene solamente carbonato de calcio A200. El carbonato de calcio A200 tiene una granulometría más pequeña que el A100, pero un poco más grande que el A325. El lodo número 4 tiene un spurt loss y filtrado más bajo que los primeros tres lodos. Sin embargo no se compara con los lodos que contienen mezclas de carbonato A200 y A325.

El lodo número 5 contiene una mezcla de los tres carbonatos. Como el porcentaje de A100 usado en este es más bajo que en el lodo número 1, 2 y 3 se observa que hay una disminución clara de la pérdida de filtrado inicial.

Los lodos número 6, 7 y 8 son claramente los mejores. Los lodos 6 y 7 fueron hechos con mezclas de carbonato de calcio A200 y A325 solamente. Ambos tienen un filtrado y un valor PPT bastante aceptables, sin embargo el lodo número 6 tiene un spurt loss por encima de 1 ml.

Al comparar el lodo número 8, que se hizo solamente con carbonato de calcio A325, y el lodo número 7, realizado con 20% de A200 y 80% de A325 se observa que los valores de filtrado a los 30 minutos de ambos son bajos. Sin embargo se observa que a pesar de que la granulometría de A325 sea más pequeña que la del A200, al usar totalmente A325 la pérdida de filtrado inicial aumenta en comparación con el lodo 7.

Esto puede ser debido a que usar solamente A325 sea ya una granulometría muy baja y no haga el mejor puenteo. Mientras que usar un poco de A200 hará que aumente un poco el tamaño de la granulometría de la mezcla, causando que se apegue más a los parámetros requeridos por la teoría de Vickers.

En la tabla 29 se muestra la composición del lodo rediseñado final.

Tabla 29. Composición del lodo rediseñado

Producto	Libras por barril
Aquagel	5
Potasa caústica	Hasta conseguir un pH entre 9.5 y 10
Pac-L	0.75
Pac-R	0.5
N Drill HT Plus	4
Barazan D Plus	0.25
Gem CP	6
Cloruro de potasio	20
Carbonato de calcio 325	40

Fuente: Halliburton

4. CONCLUSIONES

- El lodo de perforación que dio mejores resultados para el puenteo fue el realizado con una mezcla de dos granulometrías de carbonato de calcio, 20% de A200 y 80% de A325. Esto debido a que los tamaños de partícula se acomodan a los requeridos para sellar las gargantas de poro de acuerdo a la teoría de Vickers.
- Usando la prueba del tiempo de succión capilar se demostró que usar 20 libras por barril de KCL inhibirá las arcillas de la formación ya que esta concentración obtuvo el menor tiempo de diferentes concentraciones usadas.
- Las arcillas que se encuentran en las muestras a diferentes profundidades del pozo no son particularmente hinchables, principalmente illita y caolinita, sin embargo estas pueden dispersarse y causar problemas de inestabilidad haciendo vital encontrar un buen inhibidor.
- La prueba de retorno permeabilidad encontró que el lodo usado en el pozo no genera grandes daños a la formación, sin embargo también hay lugar para la optimización en este sentido ya que una formulación presentada con KCL obtuvo mejores resultados.
- La teoría de Vickers provee un buen modelo para el puenteo de las gargantas de poro ya que basándose en ella se obtuvieron valores de menos de 1 ml de pérdida de filtrado inicial o spurt loss. Esto es debido a que esta teoría tiene en cuenta los distintos tamaños de garganta de poro que hay en una formación, lo que permite diseñar una granulometría que

selle distintos tamaños.

- La prueba de hinchamiento lineal confirmó que usar 20 lpb de cloruro de potasio es una buena concentración ya que al usar otros lodos con diferentes concentraciones de otros inhibidores se obtuvieron valores de más de 15% de hinchamiento mientras el lodo en el que se usó el KCL obtuvo 10% siendo sólo superado por un lodo base aceite que no se debe usar debido a posibles problemas ambientales que puede causar-

5. RECOMENDACIONES

- Se recomienda proponer más formulaciones de lodos, para que la optimización abarque opciones más efectivas para compararlas con el lodo que se utiliza en el pozo.
- Realizar estudios de reología con cada lodo formulado para verificar que estos parámetros se encuentren dentro de los requeridos para el pozo además de realizar pruebas de filtrado API.
- Realizar una prueba PPT con el lodo con el lodo que causa la menor filtración utilizando cortes de un núcleo de la formación.
- Requerir un análisis de distribución de tamaños de partículas al fabricante de los agentes puenteantes para ahorrar tiempo y dinero.

BIBLIOGRAFÍA

ABRAMS, A. Mud Design to Minimize Rock Impairment due to Particle Invasion. En: Journal of Petroleum Technology. Mayo, 1977, Vol 29 no.5., p.586.

ASTM INTERNATIONAL. Standard Test Method for Determination of Pore Volume and Pore Volume Distribution of Soil and Rock by Mercury Intrusion Porosimetry-D4404. West Conshohocken: ASTM, 2004.

BADILLO GARCÍA, Andrea Paola. Formulación de un fluido para perforar la zona de 81/2” de los pozos del campo Velásquez. Trabajo de grado, Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, 2008.

BÁEZ NORIEGA, Ray Napoleón. Diseño de un fluido de perforación DRILL-IN compuesto por carbonato de calcio para minimizar el daño en formaciones productoras en el campo palo azul. Trabajo de grado, Ingeniería de Petróleos. Quito: Universidad central del Ecuador, Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental, 2012.

BOUL, Peter J, *et al.* Functionalized Nanosilicas as Shale inhibitors in Water-Based Drilling Fluids. Offshore technology conference. Houston: Offshore Technology Conference, 2016.

DOTSON, Adam, *et al.* Improvements in automated continuous measurement of drilling fluid properties. Society of Petroleum engineers, 2017.

FANN INSTRUMENT COMPANY. Linear Swell Meter 2100 Instruction Manual. Houston: FANN, 2015. p.6.

FANN INSTRUMENT COMPANY. Permeability Plugging Apparatus Instruction Manual. Houston: FANN, 2016. p.6.

HART, Kevin Michael. Capillary suction time tests on selected clays and shales. Thesis of Masters of Science in Engineering. Austin: University of Texas. Faculty of the Graduate School, 1989. p.9.

M-I SWACO DRILLING FLUIDS. Manual de Fluidos de Perforación de Yacimientos. Caracas: Schlumberger, 2001

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN[Anónimo][En línea] Blogger. (Recuperado en 22 de Agosto 2017). Disponible en: <http://propiedadesdelosfluidos.blogspot.com.co/>

QI, Peng, *et al.* Drilling fluid density calculation model at high temperatura high pressure. Kuala Lumpur: Offshore Technology Conference Asia, 2016.

REDBURN, Michael y HEATH, George. Improved fluid characteristics with clear calcium chloride brine drilling fluid. Ravenna: Newpark Drilling Fluids, 2017.

REYES GONZÁLEZ, Beatriz Carmen y BOADA MUÑOZ, Mariana José. Evaluación de la concentración de amina como inhibidor en el fluido de perforación utilizado en hoyos superficiales en pozos del campo Santa Rosa del distrito gas Anaco.. Trabajo de grado, Ingeniería de petróleos. Barcelona: Universidad de Oriente, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, 2009

Ruiz Jumbo Luis Fernando & Santana Torres Paul Almícar(2012). “Determinación del diámetro de las gargantas porales y presiones capilares usando el equipo de presión capilar con picnómetro de mercurio para la caracterización del reservorio arenisca u del campo auca, mediante pruebas de laboratorio” Escuela Politécnica Nacional. Quito. Ecuador.

SCHLUMBERGER. Asfalto Sulfonado.[En línea] Schlumberger Oilfield Dictionary. (Recuperado en 22 de Agosto 2017). Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sulfonated_asphalt.aspx

SCHLUMBERGER. Gilsonita.[En línea] Schlumberger Oilfield Dictionary. (Recuperado en 22 de Agosto 2017). Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/gilsonite.aspx>

SCHLUMBERGER. Lignosulfonatos.[En línea] Schlumberger Oilfield Dictionary. (Recuperado en 22 de Agosto 2017). Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/l/lignosulfonate.aspx>

SCHLUMBERGER. PHPA.[En línea] Schlumberger Oilfield Dictionary. (Recuperado en 22 de Agosto 2017). Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/phpa_mud.aspx

SCHLUMBERGER. Silicato de Sodio.[En línea] Schlumberger Oilfield Dictionary. (Recuperado en 22 de Agosto 2017). Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sodium_silicate.

SCHLUMBERGER. Yeso.[En línea] Schlumberger Oilfield Dictionary. (Recuperado en 22 de Agosto 2017). Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/gyp_mud.aspx

SCIENCE EDUCATION RESOURCE CENTER. Difracción de rayos x. [En línea] Geometrical Instrumentation Analysis. Northfield: Carleton College (Recuperado en 22 de Agosto 2017). Disponible en: https://serc.carleton.edu/research_education/geochemsheets/techniques/XRD.html

'Standard Test Method for Determination of Pore Volume and Pore Volume Distribution of Soil and Rock by Mercury Intrusion Porosimetry- D4404'

SYMM NEE, Lim, *et al.* Novel Lightweight Biopolymer Drilling Fluid for Underbalanced Drilling. Kuala Lumpur: Offshore Technological Conference, 2016.

VAN OORT, Eric, *et al.* Automated drilling fluid analysis using advanced particle size analyzers. Fort Worth: Society of Petroleum engineers, 2016.

VICKERS, Stephen, *et al.* A new methodology that surpasses current theories to efficiently seal a varied pore throat distribution as found in natural reservoir formations. Houston: Baker Hughes Drilling Fluids, 2006.

ANEXOS

Los anexos se podrán visualizar en el CD que se encuentra en biblioteca.