

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**“EVALUACIÓN DE ABRASIVIDAD Y COMPORTAMIENTO REOLÓGICO
DE FLUIDOS BASE AGUA DENSIFICADOS CON HEMATITA,
PARA PERFORACIÓN DE POZOS EN EL
ÁREA NORTE DE MONAGAS”**

**Realizado por:
CARMEN ELOINA CASTILLO PINTO**

**Trabajo de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente como
Requisito Parcial para Optar al Título de**

INGENIERO QUÍMICO

Puerto La Cruz, julio de 2009

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA



**“EVALUACIÓN DE ABRASIVIDAD Y COMPORTAMIENTO REOLÓGICO
DE FLUIDOS BASE AGUA DENSIFICADOS CON HEMATITA,
PARA PERFORACIÓN DE POZOS EN EL
ÁREA NORTE DE MONAGAS”**

ASESORES

Ing. Roberto Salas
Asesor Académico

Ing. Ender Lareal
Asesor Industrial

Puerto La Cruz, julio de 2009

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA



**“EVALUACIÓN DE ABRASIVIDAD Y COMPORTAMIENTO REOLÓGICO
DE FLUIDOS BASE AGUA DENSIFICADOS CON HEMATITA,
PARA PERFORACIÓN DE POZOS EN EL
ÁREA NORTE DE MONAGAS”**

JURADO

Ing. Shirley Marfisi
Jurado Principal

Ing. Luis Moreno
Jurado Principal

Puerto La Cruz, julio de 2009

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 44 del reglamento de trabajo de grado:

“los trabajos de grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.

DEDICATORIA

Este trabajo va dedicado a mi Ángel de la Guarda... gracias por no desampararme y cuidar cada uno de mis pasos, todo ha sido posible gracias a ti.

A mi madre, mis hermanos, sobrinos y muy especialmente a mi sobrinita Valentina, para que vean que ha valido la pena; son lo más importante en mi vida.

AGRADECIMIENTOS

Empiezo por agradecer a Dios, a mi Angelito de la Guarda y a Eduardo B por su apoyo y por darme la fuerza suficiente para emprender este camino, que sin duda ha valido la pena.

A mi madre, por su apoyo constante y por todo este logro tan maravilloso; todo lo que soy te lo debo a ti.

A mi hermanita Magdoli, por su ayuda incondicional al inicio de mi carrera, gracias Doli este logro también es tuyo.

A mi hermanita Carolina, por toda su ayuda aun estando fuera del país, gracias mi Carru.

A mis amigos incondicionales, Vanessa, Yolimar y muy especialmente a Heberto por todo su apoyo y amistad sincera. Gracias, resultaron ser excelentes compañeros y mis mejores amigos.

A mis amigas Pierina y Yoselyn, por toda su constancia y paciencia para lograr el objetivo. Al “Ing”. Luís Celestino, por todo su aporte y conocimientos.

Al Profesor Roberto Salas, mi asesor académico, quien aportó su valiosa colaboración para la culminación satisfactoria de este trabajo.

RESUMEN

Uno de los factores más importantes a controlar durante la perforación de pozos petroleros son los fluidos empleados, con el propósito de minimizar los costos, daños causados a la formación y problemas operacionales derivados. Se hace aún más importante cuando la zona a perforar presenta características especiales, como el caso de la Zona Somera del Norte de Monagas. Este trabajo estuvo enfocado en el estudio experimental del efecto abrasivo y el comportamiento reológico de los fluidos de perforación base agua densificados con hematita, utilizados para perforación de hoyos superficiales, esto debido a los grandes yacimientos naturales existentes de hematita y a la escasa disponibilidad de reservorios comerciales de barita. Para realizar la comparación entre los sistemas se formularon lodos semi-dispersos a base de lignosulfonato e inhibidos como BOREMAX® e HYDROGUARD™, densificados con barita y/o hematita. Posteriormente, se analizó el comportamiento reológico de los fluidos utilizando el viscosímetro Fann 35-A y luego se realizó el proceso de envejecimiento dinámico para observar los efectos de la acción mecánica, la temperatura y la presión (simulando las condiciones del pozo). Finalmente, se determinó el índice relativo de desgaste de los materiales densificantes para cada sistema de fluido, referidos a la Norma API 13I modificada por el INTEVEP, en el cual se utilizaron aspas cuya composición y dureza son similares al material del cual están hechas las tuberías y componentes del taladro de perforación. Los resultados obtenidos en las formulaciones indican que se utilizó menor cantidad de hematita que de barita. Por otra parte, los resultados reológicos expresan que los fluidos BOREMAX® y HYDROGUARD™ son térmicamente estables. Y en cuanto a las pruebas de abrasividad, reportaron que el fluido densificado con hematita produjo mayor desgaste que el densificado con barita, siendo el BOREMAX® el fluido que presentó el menor índice relativo de abrasividad.

ÍNDICE

RESOLUCIÓN	IV
DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTOS.....	VI
RESUMEN	VII
ÍNDICE.....	VIII
LISTA DE TABLAS.....	XII
LISTA DE FIGURAS.....	XIV
GLOSARIO.....	XV
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN.....	18
1.1 RESEÑA HISTÓRICA Y GENERALIDADES DE LA EMPRESA	18
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	19
1.3. OBJETIVOS DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN.....	21
1.3.1 Objetivo General.....	21
1.3.2 Objetivos Específicos	21
CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO	22
2.1 ANTECEDENTES	22
2.2 BASES TEÓRICAS	22
2.2.1 Área Norte de Monagas.....	22
2.2.1.1 Estructura Geológica General.....	23
2.2.2 Fluidos De Perforación.....	25
2.2.2.1 Definición	25
2.2.2.2 Composición De Los Fluidos De Perforación.....	25
2.2.2.3 Clasificación De Los Fluidos De Perforación	25

2.2.2.4 Funciones De Los Fluidos De Perforación.....	26
2.2.2.5. Efectos Secundarios De Los Fluidos De Perforación.....	30
2.2.2.6 Propiedades fundamentales de los fluidos de perforación.....	33
2.2.2.7 Aditivos de los fluidos de perforación.....	37
2.2.3 Fluidos de perforación base agua	40
2.2.3.1 Fluidos Base Agua Lignosulfonato	41
2.2.3.2 Fluido base agua BOREMAX®	43
2.2.3.3 Fluido base agua HYDROGUARD™	46
2.2.4 Abrasividad.....	49
2.2.4.1 Factores que disminuyen la abrasión.....	49
2.2.4.2 Generalidades de la abrasividad	49
2.2.5 Erosión.....	50
2.2.5.1 Factores que disminuyen la erosión.....	50
CAPÍTULO 3: MARCO METODOLÓGICO.....	52
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	52
3.2 RECURSOS.....	52
3.3 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	91
3.4 FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS BASE AGUA CON LOS SISTEMAS LIGNOSULFONATO, BOREMAX® Y HYDROGUARD™; DENSIFICADOS CON BARITA Y/O HEMATITA SEGÚN DENSIDADES DE LODO REQUERIDAS PARA EL ÁREA.....	91
3.4.1 Pruebas Físicas	54
3.4.1.1 Densidad	54
3.4.2. Pruebas Químicas	54
3.4.2.1 Ph.....	54
3.4.3 Descripción De Los Aditivos	55
3.4.3.1 Viscosificantes.....	55
3.4.3.2 Floculante	56
3.4.3.3 Controlador de filtrado	57

3.4.3.4 Estabilizador de lutitas.....	59
3.4.3.5 Agente de suspensión	60
3.4.3.6 Adelgazante	61
3.4.3.7 Densificante	61
3.5 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN FORMULADOS	64
3.6 CÁLCULO DEL ÍNDICE DE ABRASIVIDAD DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN FORMULADOS PARA LA APLICABILIDAD EN LA PERFORACIÓN DE POZOS	66
3.7 EQUIPOS Y MATERIALES	68
3.8 MUESTRA DE CÁLCULOS	69
3.8.1 Balance de masa	69
3.8.1 Viscosidad plástica (VP) y punto cedente (PC).....	70
3.8.2 Porcentaje de agua y sólidos.....	70
CAPÍTULO 4.....	63
DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	63
4.1 FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS BASE AGUA CON LOS SISTEMAS LIGNOSULFATO, BOREMAX® Y HYDROGUARD™ DENSIFICADOS CON BARITA Y/O HEMATITA SEGÚN DENSIDADES DE LODO REQUERIDAS PARA EL ÁREA.	63
4.2 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN FORMULADOS	75
4.3 CÁLCULO DEL ÍNDICE DE ABRASIVIDAD DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN FORMULADOS PARA LA APLICABILIDAD EN LA PERFORACIÓN DE POZOS	87
4.4 CONCLUSIONES.....	89
4.5 RECOMENDACIONES	90

BIBLIOGRAFÍA	91
APÉNDICE	93
APÉNDICE A	94
APÉNDICE B.....	98
APÉNDICE C	104
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO 1/6:	106

LISTA DE TABLAS

		Página
Tabla 2.1	Aditivos del sistema lignosulfonato	43
Tabla 2.2	Aditivos del Sistema BOREMAX®	45
Tabla 2.3	Tabla 2.3 Aditivos del Sistema HYDROGUARD™	48
Tabla 4.1.1	Formulación del sistema de fluido de perforación lignosulfonato utilizando barita o hematita	72
Tabla 4.1.2	Formulación del sistema de fluido de perforación BOREMAX® utilizando barita o hematita	73
Tabla 4.1.3	Formulación del sistema de fluido de perforación HYDROGUARD™ utilizando barita o hematita	73
Tabla 4.2.1	Propiedades reológicas de los fluidos de perforación lignosulfonato, BOREMAX® y HYDROGUARD™, utilizando barita a 10,0 lpg	76
Tabla 4.2.2	Propiedades reológicas de los fluidos de perforación lignosulfonato, BOREMAX® y HYDROGUARD™, utilizando barita a 12,0 lpg	76
Tabla 4.2.3	Propiedades reológicas de los fluidos de perforación lignosulfonato, BOREMAX® y HYDROGUARD™, utilizando barita a 13,5 lpg	77
Tabla 4.2.4	Propiedades reológicas de los fluidos de perforación lignosulfonato, BOREMAX® y HYDROGUARD™, utilizando hematita a 10,0 lpg	78

Tabla 4.2.5	Propiedades reológicas de los fluidos de perforación lignosulfonato, BOREMAX® y HYDROGUARD™, utilizando hematita a 12,0 lpg	79
Tabla 4.2.6	Propiedades reológicas de los fluidos de perforación lignosulfonato, BOREMAX® y HYDROGUARD™, utilizando hematita a 13,5 lpg	80

LISTA DE FIGURAS

		Página
Figura 2.1	Ubicación geográfica de los campos del Norte de Monagas	24
Figura 2.2	Sección estructural del Área Norte de Monagas	25
Figura 2.3	Propiedad de suspensión de los fluidos	38
Figura 4.1	Comportamiento de la viscosidad plástica después del proceso de envejecimiento dinámico a 200 °F y 100 psi de los fluidos de perforación lignosulfonato, BOREMAX® y HYDROGUARD™, utilizando barita y/o hematita	84
Figura 4.2	Comportamiento del punto cedente después del proceso de envejecimiento dinámico a 200 °F y 100 psi de los fluidos de perforación lignosulfonato, BOREMAX® y HYDROGUARD™, utilizando barita y/o hematita	85
Figura 4.3	Abrasividad de los fluidos de perforación lignosulfonato, BOREMAX® y HYDROGUARD™, con barita y/o hematita a diferentes densidades	89

GLOSARIO

Abrasividad: es el desgaste producido por partículas duras que penetran en una superficie, ocasionando deformación plástica y/o arrancando virutas.

Degradación de los polímeros: se origina por las altas temperaturas, por la combinación de oxígeno cuando el fluido pasa a través de la barrena y/o a través de los equipos de control de sólidos.

Densidad: dimensión de la materia según su masa por unidad de volumen; se expresa en libras por galón (lb/gal), o también por pie cúbico (lb/pie³).

Estabilizadores de lutitas: son polímeros naturales o sintéticos de alto peso molecular, asfaltos, cloruro de potasio, cloruro de calcio, cal/yeso, aceites minerales, animales o vegetales, surfactantes, alcoholes, grafito o asfalto los cuales adicionado al fluido estabilizan las lutitas.

Floculantes: estos materiales encapsulan los sólidos del sistema haciendo más efectiva su remoción. Ej.: sales, cal hidratada, polímeros sintéticos (poliacrilaminas) y yeso.

Fluido: es cualquier sustancia que se deforma continuamente cuando se somete a un esfuerzo de corte por muy pequeño que éste sea.

Lignosulfonatos: son materiales que dispersan a los lodos base agua al neutralizar las cargas eléctricas de las arcillas, o sea, se adhieren a las paredes de la bentonita incrementando la carga superficial de las mismas a niveles de pH entre 9 y

10, lo cual causa una repulsión entre esas partículas y por lo tanto una defloculación del lodo.

Lodo base agua no inhibido: se refiere a la ausencia de iones de potasio, calcio o sodio que permitan inhibir las arcillas de formación. En cambio, un lodo con propiedades inhibitorias contiene cationes, o agentes encapsulantes, o ambos, en cantidades suficientes.

Lodos a base de Polímeros y KCL: inhiben por encapsulamiento y/o reemplazo de iones la hidratación de las lutitas de formación de alto contenido arcilloso, minimizando de esta manera los problemas de derrumbes y ensanchamiento de hoyos.

Lubricantes: son materiales que reducen el arrastre y el torque en las operaciones de perforación. Reducen la filtración y disminuyen el espesor del revoque. Ej: lignitos, lignosulfonatos modificados, silicatos y fosfato.

Lutita: arcilla de origen rocoso, finamente granular, con clivaje tipo pizarra.

Materiales alcalinos y de control de pH: el control de un fluido de perforación base agua depende en gran medida del pH del medio ambiente. Ej: soda cáustica (NaOH), hidróxido de potasio (KOH), cal (Ca(OH)₂).

Polímeros: Puede funcionar como floculante o defloculante, de acuerdo a su aplicabilidad en el lodo:

Floculación → adsorción y/o reemplazo de cargas causadas por polímeros.

Reductores de filtrado → cargas negativas, tamaño y forma del polímero.

Estabilizante → cuando las partículas de arcillas se parten, el polímero se adhiere a las cargas positivas (cationes) de los bordes expuestos.

Defloculante / Adelgazante → separa los flóculos en aglomerados ordenes.

Reología: es la ciencia del flujo y deformación de la materia que describe el comportamiento de los fluidos de perforación en el espacio anular.

Tixotropía: es la capacidad que tienen los fluidos de desarrollar con el tiempo una resistencia de gel. Es la propiedad mediante la cual el lodo adquiere una propiedad gelatinosa si se deja en reposo, pero que al agitarse nuevamente, regresa a su estado original. Este cambio es reversible.

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Reseña Histórica Y Generalidades De La Empresa

Servicios Halliburton de Venezuela, S.R.L es una empresa encargada de promover, gestionar y ejecutar servicios de perforación, registros, cementación y completación de pozos petroleros, de igual manera se encarga de brindar respuestas a los distintos problemas que surjan durante estas operaciones, consolidándose así como una de las compañías de servicios petroleros más sólidas a nivel nacional.

Baroid de Venezuela, S.A. fue constituida el 1º de Julio de 1954 con el objeto de elaborar, vender, distribuir productos químicos y prestar servicios para la preparación de fluidos a utilizar en la perforación y completación de pozos petroleros. En 1972 comienzan a operar en el Oriente de Venezuela. En 1998 se inició el proceso de fusión con Servicios Halliburton de Venezuela, S.R.L. y actualmente Baroid Fluid Services es la línea de fluidos de perforación.

Su oficina principal está ubicada en Caracas, y a nivel nacional está distribuida en distritos operativos ubicados en las ciudades de Maturín edo. Monagas, Pamatacualito edo. Anzoátegui y Punta Camacho edo. Zulia.

Dentro del objeto de la organización destacan las siguientes funciones:

- Suministrar productos, equipos y servicios eficientes y eficaces, en el área de fluidos de perforación, registros, cementación y completación de pozos petroleros.

- Suministrar personal técnico altamente calificado para el desarrollo y control de las diferentes actividades dentro de la organización.
- Garantizar que todas las actividades sean desarrolladas en forma segura de acuerdo a la normativa en materia de seguridad, higiene industrial y ambiente.
- Satisfacer los requerimientos de los clientes, excediendo sus expectativas operacionales, tecnológicas, tiempo, costo y competitividad en el mercado.
- Contribuir al éxito de las operaciones en la industria petrolera, al compartir sus objetivos de trabajo, para reducir el costo de producción de petróleo y gas.

1.2 Planteamiento Del Problema

La perforación de pozos atravesando formaciones de lutitas y arcillas altamente reactivas mediante el uso de fluidos de perforación base agua representa un importante reto tanto para las compañías operadoras como para las de servicios de fluidos de perforación. Este desafío es afectado por el hecho de que un creciente número de países han adoptado estrictas normas para el control del medio ambiente. Idealmente, los sistemas de emulsión inversa base aceite o sintética son los más adecuados para perforar formaciones lutíticas reactivas; sin embargo, estos sistemas no son siempre prácticos, ya sea por razones ambientales, logísticas o económicas, por lo cual se continúan desarrollando nuevas tecnologías de fluidos base agua que proporcionen los beneficios de estabilidad del hoyo similar a un fluido base aceite; minimizando el impacto ambiental y el costo de operación.

Los desafíos, la experiencia y las investigaciones se han enfocado también en los aditivos utilizados en los fluidos de perforación, destacando los agentes

densificantes; materiales que al ser disueltos o suspendidos incrementan la densidad del fluido, permitiendo el control de las presiones de formación.

El densificante más usado en la industria petrolera es la barita, mineral de sulfato de bario (BaSO_4) que presenta la ventaja de ser inerte y no abrasivo. Sin embargo, actualmente surge en el país la necesidad de introducir otro densificante como lo es la hematita (Fe_2O_3), debido a los grandes yacimientos naturales existentes y a la escasa disponibilidad de reservorios comerciales de barita. Por tal razón, la empresa Servicios Halliburton de Venezuela, S.R.L propuso como trabajo de grado evaluar la abrasividad y comportamiento reológico de fluidos base agua densificados con hematita, para la perforación de pozos en el Área Norte de Monagas.

El alcance de este trabajo estuvo enfocado en el estudio experimental del efecto abrasivo y el comportamiento reológico de los fluidos de perforación base agua de alto desempeño densificados con hematita, utilizados para perforación de hoyos superficiales en el Área Norte de Monagas. Para realizar la comparación entre los sistemas de fluidos convencional y de alta tecnología se formularon lodos semi-dispersos a base de Lignosulfonato, y de alto rendimiento como los sistemas altamente inhibidos BOREMAX® y HYDROGUARD™, densificados con barita y/o hematita según las densidades de lodo requeridas para el área. Posteriormente, se analizó el comportamiento reológico de los fluidos utilizando el viscosímetro FANN 35-A; para luego realizar el proceso de envejecimiento dinámico y de esta manera observar los efectos de la acción mecánica, la temperatura y la presión (simulando las condiciones del pozo). Finalmente, se determinó el índice relativo de desgaste de los materiales densificantes para cada sistema de fluido, referidos a la Norma API 13I modificada por el INTEVEP.

1.3. Objetivos Del Trabajo De Investigación

1.3.1 Objetivo General

Evaluar la abrasividad y el comportamiento reológico de fluidos de perforación base agua densificados con hematita, para perforación de pozos en el Área Norte de Monagas.

1.3.2 Objetivos Específicos

Con la finalidad de lograr el objetivo general, se establecieron los siguientes objetivos específicos:

1. Formular fluidos base agua con los sistemas Lignosulfonato, BOREMAX® y HYDROGUARD™; densificados con barita y/o hematita según densidades de lodo requeridas para el área.
2. Analizar el comportamiento reológico de los fluidos de perforación formulados.
3. Calcular el índice de abrasividad de los fluidos de perforación formulados para la aplicabilidad en la perforación de pozos.

Capítulo 2

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

Chacón,[1] presentó un trabajo de investigación que consistió en estudiar fluidos densificados con hematita versión 038, sola o mezclada con barita más el aditivo INTOIL-P, concluyendo que los mismos no producen desgastes o daños a los componentes internos del ensamblaje de fondo, más allá de los que se pudieran obtener con cualquier otro fluido de perforación densificado únicamente con barita.

Bello,[2] formuló un fluido de perforación 100% aceite mineral densificado con hematita utilizando un agente reductor de abrasividad a base de copolímeros para el Área Norte de Monagas, logrando obtener índices de abrasividad menores a los obtenidos con los materiales densificantes convencionales utilizados en la zona. Además se evidenció el efectivo desempeño del co-polímero como controlador del filtrado.

Quercía,[3] presentó un trabajo de investigación en el cual los resultados indican que la versión de hematita, manufacturada a partir del mineral de hierro seleccionado, es apta para su uso como densificante en fluidos de perforación, presentando niveles de abrasión / erosión menores que los exhibidos por fluidos similares formulados con barita, cuando se usa la hematita en combinación con aditivos específicos para reducir el desgaste de las partes metálicas y no metálicas que conforman el circuito del fluido de perforación (componentes de bombas, herramientas direccionales).

La empresa TBC-BRINADD VENEZUELA., utilizó por primera vez la hematita como material densificante en fluidos base agua para ser aplicados en el campo Lagunillas Edo. Zulia, dando resultados operacionales exitosos. También se han tenido aplicaciones de la hematita como agente densificante en fluidos base aceites utilizados en los campos del Norte de Monagas, usando una relación barita / hematita para proporcionarle densidad al fluido de perforación.

2.2 Bases Teóricas

2.2.1 Área Norte de Monagas

Los campos del Norte de Monagas representan una de las áreas petrolíferas de mayor interés operada actualmente por Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), debido a la elevada energía que poseen los yacimientos existentes de crudos medianos, livianos y condensados.

Se encuentra ubicada en el flanco Norte de la Cuenca Oriental de Venezuela al Oeste de la ciudad de Maturín, Estado Monagas; tiene una superficie aproximada de 390 km², limita al Norte con la Serranía del Interior, al Sur con Guayana, al Este con el límite de asignación de PDVSA y al Oeste con el Campo Tácata en el Estado Monagas, y está conformada por cinco campos que son: Furrial, Carito, Mulata, Santa Bárbara, y Pirital (Figura 2.1).

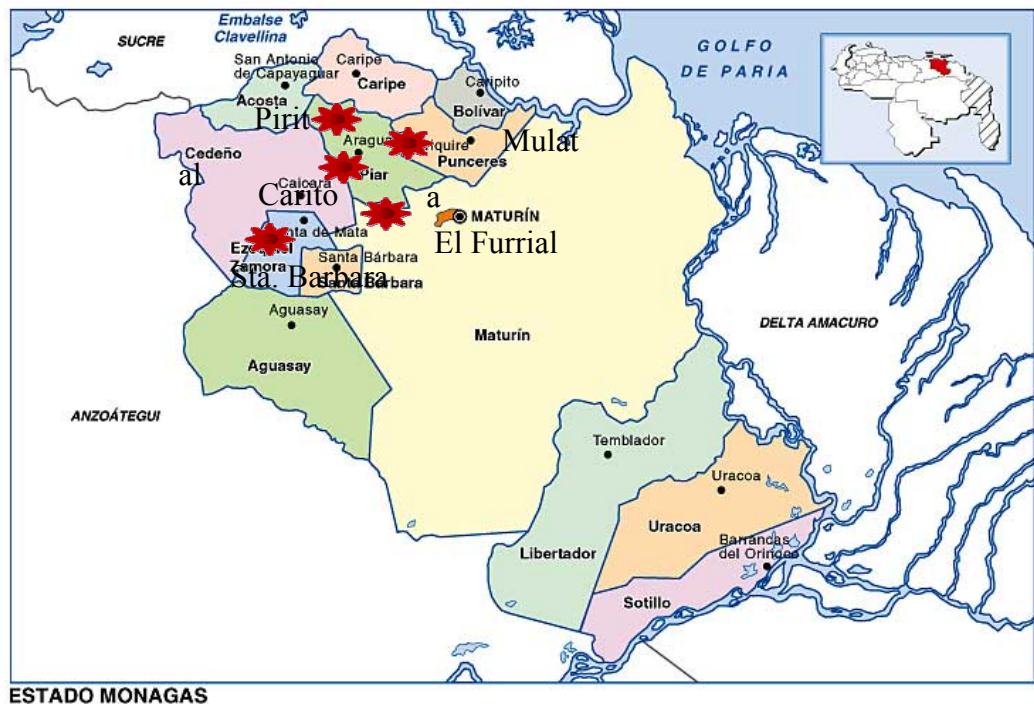


Figura 2.1 Ubicación geográfica de los campos del Norte de Monagas.

2.2.1.1 Estructura Geológica General

La estructura general del Norte de Monagas corresponde a un anticlinal elongado en dirección preferencial Noreste - Suroeste, el cual se encuentra intensamente cortado por fallas inversas y normales. Las fallas inversas se despliegan con orientación preferencial Este - Oeste y Noreste - Suroeste debido a los esfuerzos predominantemente compresivos ocasionados por la colisión entre la placa del Caribe y la placa Sudamericana. Presenta alto ángulo de buzamiento al Norte - Sur y en algunos casos podrían estar asociados a movimientos transcurrentes de los bloques fallados.

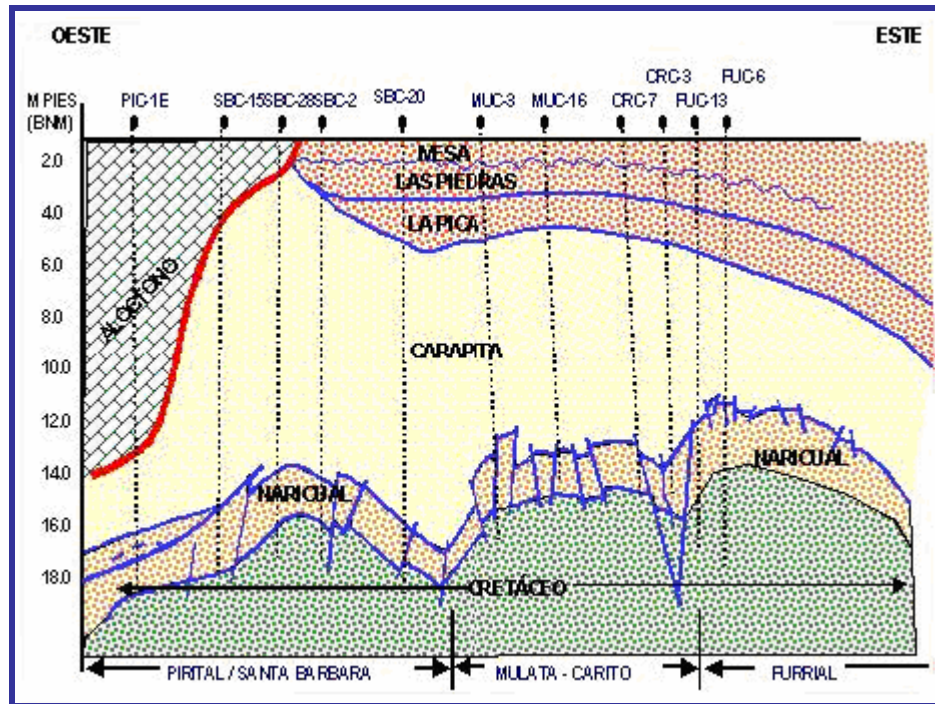


Figura 2.2 Sección estructural del Área Norte de Monagas.

Estructuralmente se pueden identificar tres zonas bien definidas:

Al Norte del Bloque Alóctono, una zona que contiene sedimentos de edad Terciaria y Cretácica, deslizados en un conjunto sobre un gran plano de fallas que se conocen como Corrimiento de Pirital, superpuesto a los sedimentos de la Formación Carapita (Oligoceno-Terciario).

Al Sur del Bloque Alóctono, se consiguen corrimientos menores que forman una sucesión en forma de escamas con deslizamiento verticales relativamente pequeños, los cuales conforman altos estructurales muy favorables para la acumulación de hidrocarburos. Éstas son limitadas al Sur por otro corrimiento de desplazamiento importante: El Tejero - Carito - Furrial.

El extremo Sur, se caracteriza por la intensidad del fallamiento y estructuras más profundas.

2.2.2 Fluidos De Perforación

2.2.2.1 Definición

Es un fluido de características físicas y químicas apropiadas, que puede ser aire o gas, agua, petróleo, aceite y combinaciones de agua y aceite (invertido) en diferentes contenidos de sólidos. No debe ser tóxico, corrosivo ni inflamable pero sí inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales, y además, estable a las temperaturas. Debe mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones y debe ser inmune al desarrollo de bacterias. [4]

2.2.2.2 Composición De Los Fluidos De Perforación

Los fluidos de perforación están compuestos básicamente por una fase continua, que generalmente es líquida, donde se encuentran sales disueltas. Igualmente, se encuentra la fase dispersa que puede ser líquida, sólida o gaseosa. Los fluidos de perforación se clasifican de acuerdo a la base o la fase continua con la cual están formados.

2.2.2.3 Clasificación De Los Fluidos De Perforación

En base a lo anterior, se clasifican de la siguiente manera:

Fluidos base agua: son aquellos en los cuales la fase continua es agua fresca o salada y esta proporciona un medio de suspensión para los sólidos.

Fluidos base aceite: existen dos tipos principales de sistemas: 1) lodos de aceite, que contienen menos del 5 % en agua y mezclas de alcalis, ácidos orgánicos, agentes estabilizantes, asfaltos oxidados y diesel de alto punto de llama o aceites minerales no tóxicos; 2) emulsiones inversas, estos sistemas contienen más del 50 % de agua, en el aceite estabilizada por emulsionantes especiales. Este lodo es estable a diferentes temperaturas.

Fluidos gas-aire: son fluidos cuya fase continua está constituida por gas o aire. Es utilizado en áreas donde las pérdidas de circulación son severas y también en zonas extremadamente duras o altamente consolidadas, ya que este tipo de fluidos permite obtener altas tasas de penetración. Su utilización permite además, una mayor eficiencia y duración de la mecha, un estricto control sobre las pérdidas de circulación, un mínimo daño a las formaciones prospectivas y una evaluación continua e inmediata de los hidrocarburos.

Fluidos cuya fase continua es un material sintético producido por síntesis química: este tipo de fluido es también denominado fluidos pseudo-aceites, poseen la mayoría de propiedades de los fluidos con fase continua aceitosa. Con su uso se pueden disminuir los problemas de contaminación causados, pero muchos de ellos, presentan toxicidad acuática.

2.2.2.4 Funciones De Los Fluidos De Perforación

Los fluidos deben cumplir con funciones específicas, pero el propósito fundamental es ayudar a hacer rápida y segura la perforación, mediante el

cumplimiento de ciertas funciones. Sus propiedades deben ser determinadas por distintos ensayos y es responsabilidad del encargado en fluidos durante la operación comparar las propiedades a la entrada y salida del hoyo para realizar los ajustes necesarios. Si el fluido falla en satisfacer una u otra función, se puede cambiar su composición o mejorarse agregándole agua, arcillas comerciales, material densificante o algún producto químico. Aunque el orden de importancia sea determinado por las condiciones del pozo y las operaciones en curso, las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes: [4]

- **Remover y transportar el ripio del fondo del pozo a la superficie:** la densidad y la viscosidad son dos propiedades del fluido que tienen influencia en la extracción del ripio. La mecha a través de su paso por las diferentes formaciones existentes en el subsuelo, va produciendo gran cantidad de recortes en volumen equivalente al diámetro de la misma.

Además, de estos ripios el hoyo perforado sufre derrumbes de sus paredes, bien sea por inestabilidad de la formación, es decir, inestabilidad de lutitas, o producido por efecto del contacto de la tubería de perforación y ensamblaje de fondo con las paredes de hoyo.

Estos recortes y derrumbes poseen una gravedad específica que los hace más pesados que el fluido de perforación y por lo tanto están sometidos a la fuerza de gravedad y tienden a caer hacia el fondo del pozo. El factor más importante para vencer esta fuerza de caída, es la velocidad de circulación o velocidad anular, que depende del caudal circulante o régimen de bombeo y de la capacidad anular en el hoyo y se requiere que el fluido de perforación posea una velocidad suficiente para vencer la velocidad de caída de los ripios y derrumbes.

- **Enfriar y lubricar la mecha y la sarta de perforación:** el fluido actúa como lubricante. La fricción originada por el contacto de estos equipos con las formaciones genera calor. Este calor es removido parcialmente por el fluido de perforación circulante y expulsado cuando el fluido alcanza la superficie. Tanto la mecha, la sarta de perforación y el revestimiento, están sometidos constantemente a rotación y contacto.

- **Cubrir la pared del hoyo con un revoque liso, delgado, flexible e impermeable:** el revoque (torta que se forma en las paredes del hoyo debido a la filtración del fluido de perforación hacia la formación) debe ser liso, delgado, flexible e impermeable para minimizar los problemas de derrumbe y atascamiento de la tubería o su adhesión a las paredes del hoyo.

- **Controlar las presiones de la formación:** el control de las presiones requiere que se agreguen agentes que regulen el peso del fluido de perforación, como barita, hematita, entre otros, con el fin de aumentar su densidad y por lo tanto, la presión que ejerce sobre las paredes del pozo.

- **Mantener los ripios y el material densificante en suspensión cuando, se interrumpa la circulación:** la propiedad tixotrópica del fluido de perforación permite mantener las partículas sólidas cuando se interrumpe la circulación, bien sea debido a un problema o con el fin de extraer la tubería del hoyo para poder cambiar la mecha, para luego transportarlas hasta la superficie cuando ésta se reinicia. Esta propiedad evitaría problemas operacionales como pega de tubería, pérdidas de circulación inducidas, arrastre y además es factor determinante en la perforación de pozos altamente inclinados y horizontales.

- **Soportar, por flotación, parte del peso de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento, durante su inserción en el hoyo:** con el incremento de la profundidad, el peso que soporta el equipo de la superficie, se hace cada vez mayor. El peso de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento en el lodo, soportada por el gancho es igual a su peso en el aire multiplicado por el factor de flotación. Un aumento de la densidad del lodo conduce a una reducción del peso total que el equipo en superficie debe soportar.

- **Mantener en sitio y estabilizada la pared del hoyo, evitando derrumbes:** el fluido debe tener propiedades físicas y químicas que permitan mantener la estabilidad del hoyo evitando derrumbes u otras dificultades y para minimizar el daño de las formaciones productoras durante la perforación.

- **Transmitir potencia hidráulica sobre la formación a través de la mecha:** el fluido es el medio por el cual se transmite, a través de la mecha, la potencia hidráulica al fondo del hoyo desde la superficie.

- **Facilitar la cementación y completación:** el fluido de perforación debe producir un pozo dentro del cual la tubería de revestimiento puede ser introducida y cementada eficazmente, y que no dificulte las operaciones de completación.

- **Minimizar el impacto sobre el ambiente:** con el tiempo el fluido de perforación se convierte en un desecho y debe ser eliminado de conformidad con los reglamentos ambientales locales. Los fluidos de bajo impacto ambiental que pueden ser eliminados en la cercanía del pozo son los más deseables. Los fluidos están sujetos a diferentes consideraciones ambientales y no existe ningún conjunto único de características ambientales que sea aceptable para todas las ubicaciones. Esto se debe principalmente a las condiciones complejas y cambiantes que existen por todo el

mundo- la ubicación y densidad de las poblaciones humanas, la situación geográfica local (costa afuera o en tierra), altos o bajos niveles de precipitación, la proximidad del sitio de eliminación respecto a las fuentes de agua superficiales y subterráneas, la fauna y flora, y otras condiciones.

2.2.2.5. Efectos Secundarios De Los Fluidos De Perforación

- **Daño a formaciones subterráneas:** los fluidos de perforación alteran las características originales de la formación que se encuentran en las caras del pozo, siendo unas más sensibles que otras. El taponamiento físico por sólidos inertes es debido al paso del lodo por la zona productora o las reacciones químicas entre los componentes del fluido y los de la formación. El pozo puede hacerse inestable por efecto de reacciones químicas o por efecto de erosión física, lo cual se logra utilizando fluidos especialmente tratados y específicamente diseñados para estos casos.

- **Corrosión de la sarta y del revestimiento:** los fluidos de perforación por su composición química pueden crear un ambiente corrosivo para el material de acero usado durante la perforación. Este problema puede solventarse con el uso de tratamientos químicos adecuados del fluido empleado, como en caso de fluidos base aceite que usan petróleo o gasoil que no son corrosivos.

- **Reducción de la velocidad de penetración:** la velocidad de penetración de la mecha se ve afectada por la diferencia entre la presión hidrostática del fluido y la presión de la formación, ésta disminuirá si la densidad del fluido es mayor que el gradiente de presión de la formación. Si el fluido contiene excesivos sólidos y viscosidades altas también disminuirá la velocidad de penetración.

- **Presiones de succión, pistón y de circulación:** los problemas con estas presiones pueden ser causados al no controlar adecuadamente las propiedades del lodo como son viscosidad, resistencia de gel o exceso de sólidos. Esto puede ocasionar un revoque demasiado grueso que disminuye el diámetro del pozo, lo que determina un deficiente control de la pérdida de fluidos. Altas presiones de succión aumentan el riesgo de una urgencia y posibilidades de una arremetida, así como también pérdidas de circulación y por una alta concentración de sólidos se reduce la energía hidráulica disponible al nivel de la mecha, ocasionando desgastes excesivos de la bomba.

- **Presión de circulación:** esta presión de circulación se origina cuando la presión ejercida por el fluido contra la formación excede la presión de fractura de la formación. Un fluido de perforación que posea una alta densidad, alta viscosidad y gran resistencia al gel pueden ocasionar presiones excesivas en el interior del pozo durante la circulación, ya sea al inicio o mientras se éste efectuando un viaje en el pozo.

- **Pegamiento de la sarta:** la pega de la sarta contra las paredes del pozo puede ser la causa de costosas operaciones de pesca. El tipo más importante de pega relacionado con el lodo ocurre cuando la sarta queda incrustada en un revoque grueso y la presión hidrostática del fluido de perforación es mayor que la presión de formación.

- **Erosión de las paredes del pozo:** el desprendimiento de las paredes del pozo ocasiona un grave problema, porque dificulta la evaluación de los perfilajes por cables. Esta puede ser física o química, la primera se disminuye controlando la velocidad anular y la segunda depende de la reacción química del fluido de

perforación con la formación, por lo cual se selecciona el lodo de acuerdo con el tipo de formación a perforar.

- **Retención de sólidos indeseables:** la propiedad del fluido de perforación de mantener en suspensión los sólidos indeseables y luego ser llevados hacia la superficie, debe ser una característica fundamental. Éstos al llegar a la superficie deben ser separados del fluido ya sea por decantación o sedimentación en los tanques diseñados para el control de sólidos. Si éstos no son removidos pueden causar grandes problemas, en las bombas (desgastes), así como de los otros equipos que entran en contacto. La arena es el sólido más abrasivo que se incorpora al lodo durante la perforación y se detecta por procedimientos de laboratorio, para luego removerla por medios mecánicos.

- **Contaminación de lechadas de cemento:** la cementación de pozos es otra de las etapas durante el proceso de perforación. Algunos fluidos usados en la perforación son incompatibles con las lechadas de cemento. A través de espaciadores se evita en contacto fluido-cemento.

- **Contaminación del ambiente:** los sólidos constituyen el principal contaminante, pero existen en las formaciones penetradas otros contaminantes en el agua de formación (sodio, calcio, magnesio, etc.), así como materiales añadidos como cemento, gases (CO₂ y H₂S) atrapados en la formación. Por medio de un análisis del filtrado del lodo se determina el grado de contaminación, si es muy seria se debe cambiar el lodo contaminado por un fluido más tolerante.

- **Contaminación proveniente de fuentes externas:** la contaminación de los fluidos de perforación influye directamente en su generando problemas dentro del

pozo. Debido a esto es necesario que el fluido sea resistente a agentes contaminantes provenientes de las formaciones atravesadas y de los fluidos contenidos en ella.

Estabilidad a temperaturas y presiones elevadas: en pozos profundos, donde la temperatura y la presión son elevadas (mayores de 300 °F y 15.000 lpc), la mayoría de las sustancias químicas usadas en los fluidos de perforación tienden a degradarse térmicamente, ocasionando floculación, solidificación, etc., que impide el levantamiento de la tubería y altas pérdidas de circulación.

2.2.2.6 Propiedades fundamentales de los fluidos de perforación

Las propiedades de los fluidos permitirán controlar y mantener un excelente desempeño del fluido en las operaciones de perforación. Éstas son determinadas por diferentes ensayos y sus valores deben ser comparados a la entrada y a la salida del hoyo, con el objetivo de realizar los ajustes necesarios. Entre las propiedades básicas se encuentran: [8]

Propiedades físicas:

a) Densidad: es el peso por unidad de volumen y puede expresarse de distintas maneras: libras por galón, libras por pie cúbico o kilogramos por metro cúbico. Es una de las principales propiedades del fluido, cuya función es mantener los fluidos contenidos dentro del hoyo en el yacimiento durante la perforación. Adicionalmente, mantiene las paredes del hoyo al transmitir la presión requerida por las mismas.

b) Filtrado: indica la cantidad relativa de líquido que se filtra a través del revoque hacia las formaciones permeables. Para esto es necesario controlar la cantidad o velocidad de filtración, control del espesor y textura del revoque. La mejor forma de controlar la filtración es controlando la permeabilidad del revoque. El

tamaño, la forma, y la deformabilidad de las partículas bajo presión son los factores más importantes a considerar. Las partículas pequeñas, delgadas y planas son mejores ya que forman un revoque más compacto. Para un control adecuado de la filtración se necesita la formación de un revoque delgado y resistente sobre la superficie de las formaciones y una baja pérdida de filtrado. Para prevenir que los fluidos de la formación entren al hoyo, la presión hidrostática de la columna de fluido debe ser mayor que la presión de los fluidos en los poros de la formación. En los fluidos base agua, el filtrado es agua y la pérdida de filtrado, es el volumen de ese filtrado del fluido. Existen dos tipos de filtración: dinámica y estática. La dinámica tiene lugar cuando el fluido está circulando, el revoque se erosiona y por lo tanto es más delgado que el revoque estático, pero sin embargo la pérdida de filtrado es mayor. La filtración estática tiene lugar cuando el fluido no está en movimiento, el revoque se hace más grueso con el tiempo, dado que el revoque restringe el flujo de filtrado, la tasa o velocidad de filtración con el tiempo. La filtración estática en fluidos base agua se mide con ensayos a baja presión y temperatura ambiente.

c) Contenido de agua y sólidos: existen sólidos deseables (arcilla, Barita) e indeseables (como ripios y arenas) que hay que eliminar. Si los porcentajes de sólidos aumentan, también aumenta la densidad del fluido de perforación, por lo tanto, se alteran las propiedades reológicas, pudiendo tener como consecuencia el atascamiento diferencial (incrustación de la sarta de perforación en un revoque grueso por presión diferencial) y reducción de la vida útil de la mecha. El conocimiento de la concentración y composición de los sólidos es considerado básico para el control de la viscosidad y filtración de los fluidos base agua.

Propiedades químicas:

pH: es la medida de concentración de iones de hidrógeno y se puede relacionar con la alcalinidad. Si está por arriba de 7,0, la solución es básica, éste es el valor de pH que se requiere en todos los fluidos de perforación, debido a que reduce la

corrosión de los equipos causada por la acidez del fluido. Existen dos métodos para determinar el valor del pH de los lodos: el colorimétrico, el cual se basa en el efecto de los ácidos y los álcalis sobre el color de ciertos indicadores químicos colocados sobre tiras de papel de pH; y el electrométrico, que se basa en el voltaje desarrollado entre dos electrodos especiales cuando se sumergen en el lodo de perforación.

Propiedades reológicas:

La reología: es la ciencia que estudia el flujo y la deformación de la materia. Describe el comportamiento de los fluidos de perforación en el espacio anular mediante la relación entre la rata, la presión de flujo, y su influencia combinada sobre las características del fluido. Entre las propiedades reológicas están:

a) Viscosidad plástica (VP): es la resistencia interna de un fluido a fluir causada principalmente por la fricción mecánica entre los sólidos contenidos en el fluido, entre los sólidos y el líquido que lo rodea, debido al esfuerzo cortante del propio líquido. La viscosidad plástica es afectada por la concentración, tamaño y forma de las partículas sólidas suspendidas en el fluido de perforación. La concentración de los sólidos juega un papel importante en el control de la viscosidad plástica. Un cambio en el tamaño de las partículas sólidas, un cambio en la forma de las mismas o una combinación de ambas, todo aumento en la superficie total expuesta de los sólidos se reflejará en el incremento de los valores de viscosidad plástica. La unidad utilizada para su medición es el centipoise y se obtiene utilizando el viscosímetro rotacional Fann.

b) Punto cedente (PC): es la resistencia de un fluido a fluir, ocasionadas por las fuerzas de atracción entre las partículas, producto de la interacción de las cargas eléctricas sobre la superficie de las partículas dispersas en la fase fluida del lodo, la cantidad de sólidos y la concentración iónica de las sales contenidas en la fase líquida del lodo. Un punto cedente alto es causado por los contaminantes solubles como el

calcio, carbonato, etc., y por los sólidos arcillosos de formación y ocasionan la coagulación del lodo, que debe controlarse con diluentes químicos. Al igual que la viscosidad plástica, se obtiene utilizando el viscosímetro rotacional Fann.

c) Fuerza gel: entre las propiedades del fluido, una de las más importantes es la fuerza de gel, que representa una medida de las propiedades tixotrópicas de un fluido y denota la fuerza de floculación bajo condiciones estáticas. Es la capacidad del fluido de perforación de desarrollar una estructura de gel rígido o semirígido durante períodos de reposo, con la finalidad de suspender los sólidos indeseables cuando se está realizando un viaje de tubería. Se determina con el viscosímetro rotacional Fann. Altas resistencias de gel pueden causar graves problemas, tales como: retención de aire o gas en el lodo, presiones excesivas al romper circulación después de un viaje, reducción de velocidad de sedimentación de sólidos en superficie e imposibilidad de correr registros eléctricos. La aparición de problemas en un fluido de perforación se observa con la ocurrencia de geles progresivos o geles instantáneos. Un amplio margen entre el gel inicial (10 segundos) y el gel final (10 minutos) se denomina gel progresivo e indica acumulación de sólidos. Cuando ambos valores son elevados se está en presencia de una floculación de los sólidos del lodo.

d) Resistencia gel a 10 segundos (gel inicial): se mide como la lectura máxima (deflexión) tomada en un viscosímetro de lectura directa después que el fluido ha estado en reposo durante 10 segundos.

e) Resistencia gel a 10 minutos (gel final): medida como la lectura máxima (deflexión) tomada en un viscosímetro de lectura directa después que el fluido ha estado en reposo durante 10 minutos.

La resistencia de gel debe ser suficientemente baja para:

- Permitir que la arena y el ripio sea depositado en el tanque de decantación.
- Permitir un buen funcionamiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación.
- Minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería y de pistón cuando se introduce la misma en el hoyo.
- Permitir la separación del gas incorporado al fluido.

Sin embargo, este valor debe ser suficiente para permitir la suspensión de la barita y/o hematita y los sólidos incorporados en los siguientes casos:

- Cuando se está añadiendo barita y/o hematita.
- Al estar el fluido estático.

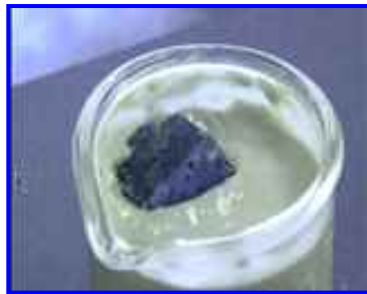


Figura 2.3 Propiedad de suspensión de los fluidos.

2.2.2.7 Aditivos de los fluidos de perforación

El fluido de perforación está constituido por una serie de compuestos de origen químico, orgánico o inorgánico que se utilizan con la finalidad de lograr en algunos casos y de mejorar en otros, algunas de sus propiedades afectadas por efecto de agentes externos a ellos. Entre los aditivos más importantes se tienen:

a) Densificantes: son materiales que al ser disueltos o suspendidos en el fluido de perforación, incrementan la densidad del mismo permitiendo poder controlar las

presiones de formación, derrumbes en áreas geológicamente inestables. Cualquier sustancia que posea una densidad más alta que el agua (8,33 lpg) y que se pueda adicionar a un sistema sin que afecte sus propiedades, puede ser utilizada como densificante. Los más usados son: hematita (Fe_2O_3), magnetita (Fe_3O_4), sulfato de bario (BaSO_4), siderita (FeCO_3), dolomita [$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$], calcita (CaCO_3).

b) Viscosificantes: la remoción de los recortes perforados por la mecha es una de las funciones más importantes del fluido de perforación. El uso de viscosificantes permite mejorar la habilidad de remoción por parte del fluido y a la vez proporciona propiedades de suspensión del material densificante durante las operaciones de viaje por tubería cuando el fluido está en reposo. Los materiales más utilizados son arcillas y polímeros.

c) Controladores de filtrado: la cantidad de fluidos que pasa hacia la formación permeable cuando el fluido está sometido a presión diferencial, debe ser controlada para así evitar posibles daños a las formaciones productoras, evitar hinchamiento de arcillas reactivas (hidrófilas), que pueden originar problemas de inestabilidad del hoyo. La pérdida de filtrado hacia la formación se puede controlar de tres formas distintas: formando un revoque desfloculado sobre las paredes del hoyo, el cual forma una capa delgada y poco permeable. Si la fase líquida que está invadiendo la formación es viscosa (uso de polímeros), la tasa de filtración es más reducida. Otra forma para lograr el control de la filtración es mediante la creación de un revoque compresible, adicionándole al fluido materiales coloidales como el asfalto y los almidones. Los materiales más utilizados como controladores de filtrado son la bentonita, los polímeros manufacturados, almidones y adelgazantes orgánicos.

d) Dispersantes: la reología de un fluido de perforación se puede manejar controlando la concentración del viscosificante que se use en el sistema. Sin embargo, muchas veces no se puede lograr ese control de la reología y se tienen que utilizar

materiales adelgazantes, dispersantes o desfloculantes, los cuales son químicamente aniónicos y se adhieren a las partículas de arcilla haciéndolas más negativas, lo cual reduce las fuerzas de atracción, incrementan la dispersión y con ello reducen la resistencia al flujo.

Éstos materiales también reducen la filtración, disminuyen el revoque, contrarrestan efectos de sales disueltas en el sistema, pueden actuar como emulsificantes de aceite en agua y como estabilizadores del fluido a altas temperaturas de fondo del pozo. Los más utilizados son: Taninos, silicatos, fosfatos, lignitos, lignosulfonatos modificados.

e) Controladores de pH: son materiales que se utilizan para mantener un rango de pH en el sistema con la finalidad de asegurar la acción efectiva de otros aditivos empleados en el fluido. La detección de contaminantes depende del control de los valores de alcalinidad y del pH del sistema, ya que se verá afectada la solubilidad o precipitación de materiales como polímeros, Lignosulfonatos. Es recomendable trabajar valores de pH en un rango de 8-9 y los materiales usados para éste control son los siguientes: Soda Cáustica (NaOH), Hidróxido de Potasio (KOH), Cal (Ca (OH)₂).

f) Estabilizadores o inhibidores de arcillas: la presencia de lutitas sensibles al agua, pueden originar serios problemas durante la perforación del hoyo, entre los cuales están los derrumbes e hinchamiento de las mismas con las consecuencias de atascamiento de la sarta de perforación, repasos continuos luego de los viajes de tubería, cambio en la reología del fluido y los consecuentes aumentos de los costos de perforación.

Para este tipo de formaciones se utilizan agentes especiales para estabilizarlas a través de mecanismo de inhibición de las características de hidratación y la dispersión

de materiales arcillosos en el sistema. Los asfaltos y la gila zonita son inhibidores mecánicos porque cumplen su función creando una barrera que evita el contacto entre el agua y la formación (por esta razón son usados en un fluido base aceite). Los polímeros, aminas, glicoles y sales aportan inhibición química debido a que estos interactúan con la estructura de la roca para cumplir su función.

2.2.3 Fluidos de perforación base agua

Son aquellos en los cuales la fase continua es el agua. Generalmente son fáciles de diseñar con bajo costo de mantenimiento y pueden ser formulados para superar cualquier dificultad durante la perforación.

En las operaciones de perforación se usan diferentes tipos de sistema de fluidos base agua. Los sistemas básicos de fluido de perforación son generalmente convertidos en sistemas más complejos a medida que la profundidad y la temperatura y/o presión del pozo aumentan.

De acuerdo al efecto del lodo sobre los sólidos perforados y sobre las arcillas de formación, se pueden clasificar los lodos en no dispersos y dispersos. Estos, a su vez, pueden o no estar inhibidos. En un lodo no disperso, no se utilizan adelgazantes (inhibidores de arcillas) y las arcillas comerciales agregadas y/o incorporadas van a encontrar su propia condición de equilibrio en el sistema de una forma natural.

El término no inhibido se refiere a la ausencia de iones de potasio, calcio o sodio que permitan inhibir las arcillas de formación. Un lodo tiene propiedades inhibitorias cuando contienen cationes, o agentes encapsulantes, o ambos, en cantidades suficientes. Por ello, los lodos inhibitorios de base acuosa reducen o inhiben la interacción entre el lodo y las arcillas de la formación.

Además de poseer una reología invertida, los lodos no dispersos de bajo contenido de sólidos dan una alta pérdida de agua en comparación con los lodos dispersos por dos razones principales: primero, por ausencia de defloculantes y segundo porque el contenido de sólidos.

2.2.3.1 Fluidos Base Agua Lignosulfonato

El sistema de fluido a base de lignosulfonatos, es ampliamente utilizado durante la perforación de hoyos a nivel somero. Su función principal es la de adelgazante evitando la floculación de las arcillas provenientes de la formación. A su vez, posee características inhibitorias que permiten controlar la hidratación de las arcillas perforadas. Los lignosulfonatos absorben las arcillas incrementando la carga superficial de la misma a niveles de pH entre 9 -10. Esto causa una repulsión entre las partículas coloidales de arcilla dispersando a las mismas, reduciendo los parámetros, como el punto cedente y la fuerza de los geles.

A continuación, la tabla 2.1 muestra los aditivos que constituyen el sistema lignosulfonato:

Tabla 2.1 Aditivos del sistema lignosulfonato.

Aditivo – Nombre Comercial	Descripción	Función
AQUAGEL®	Montmorillonita sódica tratada	Viscosificante
ENVIROTHIN™	Lignosulfonato de hierro sin cromo	Adelgazante
CARBONOX®	Leonardita en polvo	Controlador de Filtrado
BARAZAN® D	Goma xántica	Viscosificante
PAC™-L	Celulosa polianiónica	Controlador de Filtrado
Potasa Cáustica	Fuente de alcalinidad	Alcalinidad
GEM™-CP	Glicol polialquilénico	Estabilizador de Lutitas
BAROID®	Barita o hematita	Agente Densificante

Ventajas:

- Fluido de alto contenido de sólidos y alto pH.
- Usado en áreas donde prevalecen formaciones generadoras de lodos.
- Fluido económico y de alta tolerancia a los sólidos de perforación.
- Provee control de reología y cierto grado de inhibición a las arcillas.

Aplicaciones:

Este sistema es muy tolerante a los sólidos y manejado sin adiciones de aceite es ambientalmente aceptable. Los sistemas lignosulfonatos/lignitos pueden ser usados

para perforar una variedad de formaciones. Conforme a la densidad del lodo se incrementa, se debe disminuir el contenido de bentonita.

2.2.3.2 Fluido base agua BOREMAX®

El sistema BOREMAX®, no disperso y de bajos sólidos, es un fluido de perforación único de agua dulce que compite con sistemas de emulsión inversa en términos de velocidades de penetración y estabilidad de pozo, mientras ayuda a los operadores a reducir al mínimo el impacto ambiental y ahorrar en costos de dilución y de eliminación.

El sistema ofrece control económico del filtrado y ayuda a minimizar o prevenir la floculación térmica. Es fácil de manejar y se puede implementar exitosamente usando sólo equipo convencional de control de sólidos del equipo de perforación. Ayuda a reducir los requisitos de dilución, haciendo que el abastecimiento disponible de agua sea más eficiente, conservando un valioso recurso, y reduciendo el volumen de transporte y eliminación de desechos.

La tabla 2.2 muestra los aditivos que constituyen el sistema BOREMAX®:

Tabla 2.2 Aditivos del Sistema BOREMAX®.

Aditivos – Nombre Comercial	Descripción	Función
BORE-VIS™	Aditivo de bentonita modificado	Viscosificante

Tabla 2.2 Aditivos del Sistema BOREMAX®. (continuación)

Aditivos – Nombre Comercial	Descripción	Función
BARAZAN® D	Biopolímero xántico de dispersión mejorada.	Viscosificante / agente de suspensión
CLAY GRABBER®	Polímero de alto peso molecular. Especial formulación de poliacrilamidas para inhibición y floculación de sólidos.	Floculante
POLYAC® PLUS	Polímero acrílico modificado	Controlador de Filtrado
BORE-PLUS™	Exclusiva mezcla de polímeros (acrilato)	Agente de Suspensión
PAC™-L	Celulosa polianiónica	Controlador de Filtrado
CLAY SEAL PLUS®	Material anfótero de bajo peso molecular. Inhibidor a base de aminas	Estabilizador de Lutitas
Potasa Cáustica	Fuente de alcalinidad	Alcalinidad
Acetato de Potasio, KAc	Sal orgánica	Inhibidor de arcillas
BAROID®	Barita o hematita	Agente densificante

Ventajas:

- Amigable con el medio ambiente.
- Estable a altas temperaturas (375°F) y densidades de hasta 17,5 lpg.
- Ofrece excelente lubricidad, y tasa de penetración similar o mejor a la que ofrecen los fluidos o sistemas de emulsión inversa.
- Ofrece excelentes lecturas de bajo corte así como geles planos.
- Hoyos estables y en calibre.
- Excelente limpieza y acarreo de recortes, eficiente limpieza en hoyos altamente desviados.
- Bajos costos por tratamientos de rípios. Fácil manejo y/o disposición final de sólidos, recortes y rípios humectados.
- Inhibición superior en arcillas jóvenes altamente reactivas.
- Reduce la dilución y por lo tanto el consumo de agua recurso vital valioso.
- Menor costo que un sistema sintético, invertido o 100% aceite.

Aplicaciones:

El fluido BOREMAX® funciona como los sistemas a base de aceite a un costo similar al de fluidos convencionales a base de agua, y permite que los operadores minimicen o eliminen daños al medio ambiente relacionados con la descarga de desperdicios sólidos, líquidos y aromáticos desde operaciones de perforación en tierra y en aguas internas. Tiene como principales características el bajo contenido de sólidos coloidales y su alta capacidad de inhibición.

2.2.3.3 Fluido base agua HYDROGUARD™.

El fluido a base de agua HYDROGUARD™ es un sistema libre de arcilla, diseñado para máxima inhibición de lutita en formaciones altamente reactivas como las tipo jumbo.

El sistema HYDROGUARD™ puede suministrar estabilidad en el pozo de perforación, altas velocidades de penetración y propiedades reológicas aceptables sobre una amplia gama de temperaturas, con el beneficio adicional de permitir la descarga de recortes de acuerdo con las restricciones ambientales relativas a las bases de agua.

Dado que no se utiliza ningún aceite en su formulación, el sistema HYDROGUARD™ elimina la necesidad de procesar recortes y de equipos de monitoreo. El sistema presenta un punto cedente muy estable y valores de esfuerzo de gel fuertes sobre toda la gama de temperaturas que se encuentran normalmente en la perforación en aguas profundas y sobre la plataforma continental.

Estas características de desempeño son atribuibles en parte a la ausencia de arcilla comercial y a las poderosas propiedades inhibidoras del sistema. La química exclusiva de los polímeros que controla las propiedades reológicas, suministra disminución de su viscosidad con la velocidad de corte en la mecha para una perforación rápida, mientras se asegura la captura y remoción eficiente de los sólidos de perforación. El pozo se mantiene estable y calibrado, reduciendo la necesidad de frecuentes viajes cortos para limpiar.

La tabla 2.3 muestra los aditivos que constituyen el sistema:

Tabla 2.3 Aditivos del Sistema HYDROGUARD™.

Aditivos – Nombre Comercial	Descripción	Función
BARAZAN® D	Biopolímero xántico de dispersión mejorada.	Viscosificante / agente de suspensión
FILTER-CHEK™	Almidón modificado	Controlador de filtrado
CLAY GRABBER®	Polímero de alto peso molecular. Formulación de poliacrilamidas para inhibición y floculación de sólidos.	Floculante
PAC™-L	Celulosa polianiónica	Controlador de Filtrado
CLAY SYNC™	Polímero seco no iónico de bajo peso molecular	Estabilizador de Lutitas
CLAY SEAL PLUS®	Material anfótero de bajo peso molecular. Inhibidor a base de aminas	Estabilizador de Lutitas
Potasa Cáustica	Fuente de alcalinidad	Alcalinidad
Acetato de Potasio, KAc	Sal orgánica	Inhibidor de arcillas
BAROID®	Barita o hematita	Agente densificante

Ventajas:

- Fluido que provee buenas propiedades reológicas para limpiar pozos desviados y evitar problemas de decantación de Barita.
- Permite mayor tolerancia a los sólidos de perforación (formulado sin bentonita).
- Capaz de generar altas tasas de penetración.
- Productos de última generación, fácil de mezclar, resistentes a las contaminaciones de sólidos perforados, cemento y gases ácidos.
- Estable en reología y filtración a rangos extremos de temperatura de hasta 280°F. (formulación original) y 320 °F (re-formulado).
- Excelente integridad de los recortes.
- Coeficiente de fricción de 0,07 para una torsión y arrastre mínimo.
- No contiene ningún tipo de arcillas o coloides comerciales.
- Revoque delgado y lubricado.
- Excelente eficiencia en el control de sólidos y minimiza la dilución.

Aplicaciones:

La química y sinergia de los polímeros del sistema altamente inhibido HYDROGUARD™ presenta coeficientes de lubricidad iguales o menores que los de sistemas de aceite o sintéticos, sin tener que adicionar lubricantes. El sistema base agua de alto rendimiento presenta mecanismos de inhibición como absorción, deshidratación de las partículas de arcilla; uno por cada tipo de las arcillas presentes en las formaciones normalmente perforadas.

2.2.4 Abrasividad

La palabra abrasión proviene del latín *abradere*, que significa "raer", se refiere a la acción mecánica de rozamiento y desgaste que provoca la erosión de un material o tejido.

La abrasividad es el desgaste producido por partículas duras que penetran en una superficie ocasionando deformación plástica y/o arrancando virutas.

Los fluidos de perforación están formulados por muchos compuestos químicos y sólidos inertes, de diferentes naturalezas químicas y de diferentes granulometrías, lo cual genera abrasividad y corrosión a los equipos de perforación.

2.2.4.1 Factores que disminuyen la abrasión

- Aumento de dureza del material contra el cual impactan las partículas abrasivas.
- Control de la relación entre la dureza de la superficie y del abrasivo.
- Disminución del tamaño de las partículas abrasivas.
- Disminución de la angularidad de las partículas abrasivas.
- Disminución de velocidades de impacto.

2.2.4.2 Generalidades de la abrasividad

Los materiales densificantes para fluidos de perforación pueden variar considerablemente en su abrasividad relativa. Esta prueba de laboratorio ha sido diseñada para medir y evaluar esta abrasividad relativa.

La prueba es realizada utilizando un aspa de prueba estándar conectada a una mezcladora de alta velocidad que se usará para mezclar el fluido de perforación base, el cual contiene el material densificante. La pérdida de peso del aspa se utiliza para calcular la abrasividad del material densificante en mg/min. Esta prueba solamente tiene como objetivo producir un índice relativo de desgaste para los materiales densificantes.

2.2.5 Erosión

Es como una forma de abrasión por esfuerzo de contacto relativamente bajo, debido al impacto de partículas sobre una superficie.

2.2.5.1 Factores que disminuyen la erosión

- Modificar ángulos de ataque.
- Reducir velocidades.
- Escoger materiales de mejor calidad o modificar sus superficies.

Además, puesto que la erosión se considera como una forma de abrasión, las recomendaciones para el control del desgaste abrasivo tienen, en general, validez para el desgaste erosivo.

Capítulo 3

MARCO METODOLÓGICO

3.1 Tipo De Investigación

El tipo de investigación del presente estudio se basó en un análisis de tipo bibliográfico, experimental y explicativo, dirigido a describir los fenómenos físicos que tuvieron lugar en la investigación. Su interés se centró en evaluar la abrasividad y el comportamiento reológico de fluidos de perforación base agua densificados con hematita para la perforación de hoyos superficiales en el Área Norte de Monagas. En dicha investigación se manipularon variables (concentración de aditivos, temperatura, presión, tiempo de envejecimiento, velocidad de rotación, etc.) para analizar las consecuencias de dicha manipulación sobre otras variables (abrasividad, reología, filtrado, etc.), bajo condiciones de ensayo controladas.

3.2 Recursos

Dentro de los recursos humanos previstos para el desarrollo de este proyecto se involucra el apoyo del personal técnico profesional de Baroid Fluid Services, conformado por Especialistas de Laboratorio, Ingenieros de Fluidos, y Asesor Técnico. El soporte metodológico estuvo orientado por profesionales docentes de la Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas del Departamento de Petróleo de la Universidad de Oriente, núcleo de Anzoátegui. El soporte económico del proyecto y recursos materiales tales como equipos de laboratorio, aditivos e insumos fueron

suministrados por la empresa Servicios Halliburton de Venezuela S.A, a fin de garantizar el cumplimiento de los objetivos que se persiguieron en el presente estudio.

3.3 Revisión Bibliográfica

En esta etapa se efectuó una recopilación documental de todos los aditivos que se utilizaron para la formulación de los sistemas, se revisaron hojas técnicas de cada aditivo y como debe ser la manipulación de cada uno de ellos. Luego se realizó un adiestramiento sobre el manejo adecuado de los equipos de laboratorio, así como también las normas y procedimientos que rigen los ensayos realizados para llevar a cabo la investigación.

3.4 Formulación De Los Fluidos Base Agua Con Los Sistemas Lignosulfonato, Boremax® Y Hydroguard™; Densificados Con Barita Y/O Hematita Según Densidades De Lodo Requeridas Para El Área

Este objetivo del trabajo se comenzó con los balances de masa necesarios para el diseño y preparación de los fluidos en estudio, esto con la finalidad de determinar la cantidad de aditivos químicos requeridos para la preparación de los sistemas semi-dispersos a base de lignosulfonato e inhibidos BOREMAX® y HYDROGUARD™; con propiedades que se adaptarían a los requerimientos de perforación de los intervalos superficiales en pozos del Área Norte de Monagas.

Los parámetros estudiados para lograr este objetivo se describen a continuación, con su procedimiento experimental:

3.4.1 Pruebas Físicas

3.4.1.1 Densidad

Para esta prueba el instrumento más comúnmente utilizado para las determinaciones de la densidad del fluido es la balanza de lodo, la cual se asegura que esté calibrada, esto se hace determinando que la balanza arroje una lectura de 1,00 g/cm³ (8,33 lb/gal) al usar agua fresca como fluido para la verificación. Se coloca la caja portadora sobre una superficie plana a nivel; se agrega la muestra de fluido a la taza; se deja balancear por parte de un contrapeso fijo en el otro extremo y con un peso deslizante que se mueve libremente a través de una escala graduada. Esto se hace con el fin de obtener la medición precisa una vez alcanzada la estabilidad de la burbuja en el nivel que se encuentra montada en la viga. Una vez calibrada la balanza se añade el fluido y se mide la densidad del mismo, rebosando el fluido y repitiendo lo que hizo anteriormente con el agua. La densidad del lodo se puede reportar en libras por galón (lb/gal), libras por pie cúbico (lb/pie³), gramos por centímetro cúbico (g/cm³), o kilogramos por metro cúbico (kg/m³).

3.4.2. Pruebas Químicas

3.4.2.1 Ph

El pH de un fluido de perforación se determina con un medidor de pH, cuya técnica se basa en el voltaje desarrollado entre dos electrodos especiales cuando se sumerge en el fluido de perforación. Bajos valores de pH corresponden a una acidez creciente y altos valores de pH corresponden a una alta basicidad (alcalinidad).

3.4.3 Descripción De Los Aditivos

3.4.3.1 Viscosificantes

AQUAGEL®

Es una bentonita sódica de molienda especial y alta calidad. Proporciona viscosidad y propiedades gelatinizantes a la mayoría de los fluidos de perforación. Proporciona capacidad de suspensión para fluidos densificados con hematita. Reduce las filtraciones de aguas en formaciones permeables, forma un revoque delgado de baja permeabilidad, puede agregarse directamente a fluidos de perforación de agua dulce.

Propiedades características

Apariencia: polvo de color variable.

Gravedad específica: 2,5.

Solubilidad en agua: soluble.

BARAZAN® D

Es un biopolímero xántico de dispersión mejorada, que provee viscosidad y suspensión en fluidos a base de agua dulce, agua de mar, bromuro de sodio, bromuro de potasio, cloruro de potasio y cloruro de sodio; usados para perforar, moler o ensanchar y en operaciones de empaque con grava.

Se dispersa fácilmente en fluidos base agua dulce y salmueras. Proporciona propiedades tixotrópicas al fluido. Reduce al mínimo el daño a la formación.

Propiedades características

Apariencia: polvo de amarillo a blanco.

Gravedad específica: 1,6.

Solubilidad en agua: soluble.

BORE-VIS™

Es un viscosificante que aumenta las propiedades de flujo en los fluidos de perforación base agua. Disminuye su velocidad con el esfuerzo de corte, lo cual promueve mayores velocidades de perforación y una limpieza del pozo más eficaz. Optimiza el rendimiento de bentonita en fluidos de alta y baja densidad. Produce una reología invertida para la disminución de la velocidad con el esfuerzo de corte. Ayuda a aumentar las velocidades de penetración.

Propiedades características

Apariencia: polvo gris.

Gravedad específica: 2,6.

Solubilidad en agua: soluble.

3.4.3.2 Floculante

CLAY GRABBER®

Es un polímero de alto peso molecular, no iónico. Es un floculante y encapsulador de arcillas. La cadena única de este polímero detiene la dispersión de las lutitas y ayuda a su estabilización en el hueco. Potente floculante total cuando pequeñas cantidades de calcio están presentes. Lubrica el revoque. Puede ser usado en agua dulce o en salmueras monovalentes.

Propiedades características:

Apariencia: líquido opaco.

Gravedad específica: 1,02 a 1,06.

3.4.3.3 Controlador de filtrado

CARBONOX®

Es una leonardita en polvo, que contribuye al control de la filtración y también es útil para controlar la viscosidad y la resistencia del gel en los fluidos de perforación base agua. Reduce la velocidad de filtración en condiciones de altas temperaturas/altas presiones. Forma un revoque delgado y resistente. Emulsificar aceite en agua.

Propiedades características:

Apariencia: polvo de color negro.

Gravedad específica: 1,7.

PAC™ L

Es una celulosa polianiónica que se utiliza para proveer control de filtrado en la mayoría de los fluidos de perforación base agua. Ayuda a controlar la velocidad de filtración sin aumentar significativamente la viscosidad del fluido. Encapsula la lutita a fin de evitar su hinchamiento y desintegración. No necesita bactericida. No es tóxico. Efectivo en agua dulce, agua salada y salmueras.

Propiedades características:

Apariencia: polvo de color blanco o castaño claro.

Gravedad específica: 1,6.

Solubilidad en agua: soluble.

POLYAC® PLUS

Es un polímero acrílico modificado que se usa en fluidos de perforación base para reducir el filtrado en agua dulce, salobre, o salada. Se puede usar tanto en sistemas no densificados como densificados. Ayuda a mejorar la integridad de los recortes. No susceptible a la degradación bacteriana. Ayuda a reducir al mínimo el impacto de la viscosidad debido a un polímero de bajo peso molecular.

Propiedades características:

Apariencia: polvo blanco granulado.

Gravedad específica: 1,4.

Solubilidad en agua: soluble.

FILTER-CHEK™

Es un almidón modificado, puede utilizarse para asegurar el control de filtrado en fluidos base agua con mínima capacidad viscosificante. El producto es muy estable ante la fermentación bacteriana y no contiene preservadores tóxicos. Minimiza la dispersión de recortes de lutita y arcilla. No necesita biocida y no fermenta. Es efectivo en lodos de agua dulce, agua de mar, agua salad y agua saturada.

Propiedades características:

Apariencia: polvo grueso de color blancuzco.

Gravedad Específica: 1,5.

3.4.3.4 Estabilizador de lutitas

GEM™ CP

Es un glicol polialquilénico, que se usa en fluidos base agua para mejorar la lubricidad y estabilidad de la lutita. Reduce las tendencias al embolamiento de mecha y disminuye el filtrado. Se recomienda su uso en sistemas salinos base potasio y sodio- en áreas donde se esperan arcillas altamente reactivas.

Propiedades características:

Apariencia: líquido transparente incoloro.

Gravedad Específica: 1,02.

CLAYSEAL® PLUS

Es material anfótero de bajo peso molecular, ayuda a reducir la dispersión e hidratación de arcillas reactivas y lutitas. Ayuda a reducir las posibilidades de embolamiento de la broca. Mejora la eliminación de sólidos de perforación. Es efectivo en agua dulce, agua de mar, agua salada, sistemas cálcicos y bajo contenido de sólidos.

Propiedades características:

Apariencia: líquido de color ámbar.

Gravedad Específica: 1,04.

Solubilidad en agua: soluble.

CLAY SYNC™

Es un polímero en polvo de bajo peso molecular, no iónico, se usa como inhibidor de arcillas en fluidos de perforación base agua. El polímero se adhiere a la superficie de las arcillas reactivas previniendo su dispersión e hidratación.

Su bajo peso molecular permite el bloqueo por agua del espacio poroso en las lutitas. Puede ser usado en todas las salmueras. Sus propiedades inhibitorias mejoran a medida que aumenta la concentración de sal.

Propiedades características:

Apariencia: gránulos blancuzcos.

Gravedad específica: 1,04.

Solubilidad en agua: soluble.

3.4.3.5 Agente de suspensión

BORE-PLUS™

El aditivo de copolímero de acrilato, reduce el filtrado en agua dulce, salobre o salada. Puede desempeñar una función secundaria como inhibidor de lutitas. No es susceptible a la degradación bacteriana. Ayuda a estabilizar una reología del fluido.

Propiedades características:

Apariencia: polvo y escamas blancas.

Gravedad específica: 1,0.

Solubilidad en agua: soluble.

3.4.3.6 Adelgazante

ENVIRO-THIN™

Es un lignosulfonato de hierro sin cromo, reduce los valores reológicos del fluido y la velocidad de filtración de los fluidos de perforación base agua. Es efectivo en presencia de contaminaciones de sólidos, sal, cemento y anhidrita.

Propiedades características:

Apariencia: polvo de color oscuro.

Gravedad específica: 1,5.

Solubilidad en agua: soluble.

3.4.3.7 Densificante

Barita

Es el sulfato de bario ($BaSO_4$), se llama también baritina y debe su nombre al término griego “barys” que significa pesado, por su elevado peso específico. Es un mineral densificante de alta calidad, es el que más se usa para espesar el lodo y se puede usar en cualquier sistema de fluidos de perforación.

Frecuentemente origen hidrotermal de temperatura media o baja. Puede formarse en ambientes sedimentarios en acumulaciones de poca importancia. Es un mineral inerte. No reacciona con otros aditivos del fluido de perforación ni interfiere con su desempeño.

La cantidad necesaria de barita para aumentar la densidad se puede calcular mediante estas ecuaciones:

$$\text{Barita, Kg/m}^3 = \frac{4.200 (W2 - W1)}{4,2 - W2} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde:

W1= peso inicial del lodo, expresado en gravedad específica.

W2= peso requerido, expresado en gravedad específica.

$$\text{Barita, lb/bbl} = \frac{1.420 (W2 - W1)}{35 - W2} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Donde:

W1= peso inicial del lodo, expresado en lb/gal.

W2= peso requerido, expresado en lb/gal.

Propiedades características:

Apariencia: polvo incoloro, blanco, amarillo, rojizo, azul, dependiendo de las impurezas que contenga.

Gravedad específica: mínima de 4,20.

Solubilidad en agua: insoluble.

Hematita

La hematita, hematites u oligisto es un mineral compuesto de óxido férrico (Fe_2O_3), la palabra hierro proviene del Latín Ferrum, la hematita proviene de griego “haimatites” que significa sanguínea. Se distingue por pertenecer a los tres grupos de rocas: ígneas, sedimentarias y metamórficas.

La hematita se puede usar en cualquier clase de fluidos de perforación y de terminación de pozos, incluso los de base agua dulce, agua salada y aceite.

La cantidad requerida de hematita se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Hematita, Kg/m}^3 = \frac{5.000 (W2 - W1)}{5,0 - W2} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Donde:

W1= peso inicial de lodo, expresado en gravedad específica.

W2= peso deseado, expresado en gravedad específica.

$$\text{Hematita, lb/bbl} = \frac{1,5 (W2 - W1)}{41,6 - W2} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

Donde:

W1= peso inicial del lodo, expresado en lb/gal.

W2= peso deseado, expresado en lb/gal.

Propiedades características:

Apariencia: polvo rojo o pardo, según las variedades.

Gravedad específica: mínima 5,0.

Solubilidad en agua: insoluble.

3.5 Análisis Del Comportamiento Reológico De Los Fluidos De Perforación Formulados

Durante el desarrollo de esta etapa se realizaron pruebas reológicas a los fluidos formulados, con la finalidad de conocer propiedades como viscosidad plástica, punto cedente y geles; empleando para ello el viscosímetro rotacional modelo FAnn 35 A.

Este equipo está constituido por un rotor exterior que gira dentro de un vaso mediante un motor eléctrico. Una caja de velocidades, que actúa mediante un sistema de engranajes, hace girar el motor a 3, 6, 100, 200, 300 y 600 RPM. Para ello se colocó el fluido en la termocopa y se dejó volumen vacío para el desplazamiento del bob y el rotor (parte del viscosímetro), se sumerge la manga del rotor del viscosímetro exactamente hasta la línea marcada, se calienta y se agita el fluido a una velocidad constante de 600 RPM hasta alcanzar una temperatura de 120 °F. Agitar la misma para obtener una lectura estable de 600 RPM en el dial y registrar ese valor, luego se gira la manga del viscosímetro a 300 RPM hasta obtener una lectura estable en el dial y registrar ese valor, este procedimiento se repite para las lecturas de 200, 100, 6 y 3 RPM. Para obtener el valor del gel a 10 segundos, se agita la muestra por 10 segundos a 600 RPM y luego se deja reposar el lodo por 10 segundos, se gira la manga del viscosímetro a 3 RPM hasta obtener la máxima lectura en el dial. Repetir este procedimiento para gel de 10 minutos, pero el lodo se dejará reposar por un tiempo de 10 minutos sin tocar.

La velocidad en RPM del equipo se relaciona con la velocidad de corte, y la deflexión del indicador se relaciona con el esfuerzo de corte. Todo esto permite calcular y conocer la reología de un fluido de perforación. Las pruebas se llevaron a cabo a una temperatura de 48,9°C (120 °F) y siguiendo con los pasos que se mencionan a continuación:

Procedimiento:

1. Tomar una muestra de fluido.
2. Colocar la muestra en una taza de viscosímetro termósticamente controlada.
3. Sumergir la manga del rotor del viscosímetro exactamente hasta la línea marcada.
4. Calentar la muestra hasta la temperatura 120 °F, agitar a una velocidad constante de 600 RPM, para obtener una temperatura uniforme.
5. Colocar la perilla del cambio de velocidades del engranaje en la posición indicada del selector de velocidades. Registrar la lectura del dial (D600).
6. Girar la manga del viscosímetro a 300 RPM hasta obtener estable en el dial. Registre la lectura del dial (D300).
7. Agitar la muestra durante 10 a 15 segundos a 600 RPM, y deje reposar el lodo durante 10 segundos.
8. Girar la manga del viscosímetro a 3 RPM hasta obtener la máxima lectura del dial.
9. Registre la máxima lectura del dial obtenida como resistencia del gel 10 segundos, lb/100 pie².
10. Agitar nuevamente la muestra durante 10 a 15 segundos a 600 RPM, y después deje reposar la muestra sin tocar durante 10 minutos.
11. Girar la manga del viscosímetro a 3 RPM hasta obtener la máxima lectura del dial.
12. Registrar la máxima lectura del dial obtenida como resistencia de gel 10 minutos, lb/100 pie².

Finalizado el análisis reológico de los fluidos formulados, se procedió al estudio del proceso de envejecimiento dinámico para observar los efectos de la acción mecánica, la temperatura y la presión (simulando las condiciones del pozo),

utilizando horno y celdas; siguiendo con el procedimiento que se mencionan a continuación:

Procedimiento:

1. Añadir la muestra de lodo en la celda hasta el nivel indicado.
2. Cerrar la celda con la ayuda de una llave ajustable, asegurándose que queden bien cerrados los tornillos de la parte superior de la celda.
3. Cerrar la válvula de presión de la celda.
4. Colocar el regulador de presión y aplicar 100 psi de presión.
5. Abrir la válvula de presión de la celda, permitiendo que la presión entre en esta; cerrar la válvula y aliviar la presión del regulador.
6. Colocar la celda en el horno de envejecimiento a la temperatura 200 °F.
7. Dejar por 16 horas.

3.6 Cálculo Del Índice De Abrasividad De Los Fluidos De Perforación Formulados Para La Aplicabilidad En La Perforación De Pozos

Esta prueba de laboratorio ha sido diseñada para determinar y evaluar el índice relativo de desgaste de los materiales densificantes para cada sistema de fluidos de perforación base agua en estudio, los cuales se sometieron a envejecimiento durante 16 horas.

Este ensayo se realizó utilizando un aspa de prueba estándar ASTM-A526, conectada a una mezcladora de alta velocidad, que se usa para mezclar un fluido de perforación que contiene el material densificante.

La pérdida de peso del aspa se utiliza para calcular la abrasividad del material densificante en mg/min, fundamentándose en la Norma API 13I modificada por INTEVEP.

Procedimiento:

1. Preparar un barril de laboratorio (350 mL) del fluido de perforación formulado, según especificaciones. Envejecer a la temperatura especificada durante 16 horas.
2. Evaluar reología con equipo Fann 35 A.
3. Pesar aspa de prueba, garantizar que se encuentre limpia y seca; no manipular con las manos, utilizar pinzas. Registrar el peso como W1, con precisión de 0,1 mg. Instalar el aspa en el mezclador.
4. Colocar el vaso con la muestra de fluido a evaluar y encender el mezclador.
5. Correr la prueba durante 40 + 0,1 minutos cuidando que el mezclador esté funcionando a una velocidad de 11000 + 300 RPM.
6. Apagar el mezclador, remover el vaso y extraer el aspa de prueba.
7. Limpiar y secar el aspa de prueba de abrasión y pesarlo con una aproximación de 0,1 mg. Registrar el peso como W2 en miligramos (mg).

La abrasión estará dada por la siguiente ecuación:

$$\text{Abrasión, (mg/min)} = \frac{W1, (\text{mg}) - W2, (\text{mg})}{40} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

40

Donde:

W1 (mg) = peso inicial del aspa.

W2 (mg) = peso final del aspa.

3.7 Equipos Y Materiales

- Balanza de lodo, marca Fann, modelo 140.
- Cronómetro, marca Fann.
- Multimezclador Fann, modelo 9B, potencia 1/3 HP.
- Viscosímetro, marca Fann, modelo 35 A.
- Horno de envejecimiento, marca FANN, con capacidad para 6 celdas de envejecimiento.
 - Balanza Digital.
 - Retorta, marca Fann.
 - Computador HP Desktop y equipos de oficina.
 - Software Drilling Fluid Graphics 4,3 (DFG).
 - Agitador.
 - Celdas de envejecimiento, marca Fann, de 350 ml de capacidad.
 - Cilindro graduado de 10, 25, 50, 100 y 500 ml.
 - Erlenmeyer de 250 ml.
 - Espátula.
 - Recipiente de vidrio de 250 ml.
 - Termómetro.
 - Cilindros Graduados de 100 ml, 10 ml.

Estos equipos se representan en el Apéndice C.

3.8 Muestra De Cálculos

3.8.1 Balance de masa

Para densidad de 10 lpg, se tiene:

Densidad fluido = 10

Densidad hematita = 5,2

Densidad agua = 8,33

Volumen fluido = 1

1 barril = 42 galones = 350 cm³ ; 1galon = 35 libras

$$\text{Densidad} = \frac{\text{masa}}{\text{volumen}} \Rightarrow \text{masa} = \text{densidad} \times \text{volumen} \quad (\text{Ec. 3.6})$$

$$\text{masa fluido} = \text{masa hematita} + \text{masa agua} \quad (\text{Ec. 3.7})$$

$$\text{volumen fluido} = \text{volumen hematita} + \text{volumen agua} \quad (\text{Ec. 3.8})$$

Sustituyendo el valor del volumen fluido en la Ec.3.8, se obtiene:

$$\text{volumen agua} = 1 - \text{volumen hematita} \quad (\text{Ec. 3.9})$$

Sustituyendo la Ec. 3.6 en la Ec. 3.7, reemplazando los valores de densidad, sustituyendo el resultado en la Ec. 3.9 y haciendo las respectivas conversiones:

$$\text{masa hematita} = 80 \text{ lb}$$

Este procedimiento se repite para cada densidad utilizando barita o hematita, los demás resultados se reportan en las tablas 4.1.1, 4.1.2, 4.1.3.

3.8.1 Viscosidad plástica (VP) y punto cedente (PC)

Las propiedades reológicas para los fluidos de perforación antes y después de envejecer se calculan aplicando las ecuaciones 3.10 y 3.11, tomando los valores de las tablas A1, A2, A3, A4, A5, A6 del apéndice:

$$VP \text{ (cP)} = L600 - L300 \quad (\text{Ec. 3.10})$$

$$PC \text{ (lb/100 pie}^2\text{)} = L300 - VP \quad (\text{Ec. 3.11})$$

Para calcular la viscosidad plástica y punto cedente del fluido lignosulfonato utilizando barita a 10 lpg:

$$VP = 63 - 39 = 24 \text{ cP}$$

$$PC = 43 - 26 = 15 \text{ lb/100 pie}^2.$$

Los demás resultados se presentan en las tablas 4.2.1, 4.2.2, 4.2.3, 4.2.4, 4.2.5 y 4.2.6.

3.8.2 Porcentaje de agua y sólidos

Para calcular el porcentaje de agua y sólidos se tiene:

$$\% \text{ de agua en volumen} = \text{ml de agua} \times 10 \quad (\text{Ec. 3.12})$$

$$\% \text{ de sólidos totales en volumen} = 100 - \% \text{ agua en volumen} \quad (\text{Ec. 3.13})$$

Los resultados se presentan en las tablas 4.2.1, 4.2.2, 4.2.3, 4.2.4, 4.2.5 y 4.2.6.

Capítulo 4

DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La discusión y análisis de resultados fue llevada a cabo en base a lo obtenido en los ensayos de laboratorio y a la documentación teórica utilizada, todo esto orientado de acuerdo al cumplimiento de los objetivos específicos perseguidos en la presente investigación.

El desarrollo del estudio planteó la evaluación de la abrasividad y el comportamiento reológico de fluidos de perforación base agua densificados con hematita para la perforación de hoyos superficiales en el Área Norte de Monagas, utilizando densidades de lodo requeridas según el perfil de presiones de formación característico de la zona.

4.1 Formulación de los fluidos base agua con los sistemas lignosulfato, BOREMAX® Y HYDROGUARD™ densificados con Barita y/o Hematita según densidades de lodo requeridas para el área.

Con el propósito de comparar la abrasividad y el comportamiento reológico de los sistemas de estudio fue necesario formular fluidos base agua semi-disperso a base de lignosulfonato y poliméricos altamente inhibido BOREMAX® y HYDROGUARD™.

Para cada sistema se prepararon tres barriles densificados con barita y tres densificados con hematita, cuyas densidades fueron 10,0; 12,0 y 13,5 lpg respectivamente.

Los productos se agregaron de acuerdo a un orden de mezclado establecido para cada formulación, tomando como base de cálculo un barril equivalente de laboratorio (350 cm³), utilizando la misma velocidad de corte y tiempos de agitación durante el mezclado.

A continuación, las tablas 4.1.1, 4.1.2 y 4.1.3 muestran las formulaciones de los fluidos en estudio:

Tabla 4.1.1 Formulación del sistema de fluido de perforación lignosulfonato utilizando barita o hematita.

Aditivos (lpb)	Densidades(lpg)		
	10,0	12,0	13,5
AQUAGEL®	20,0	12,5	7,5
BARAZAN® D	0,4	0,5	0,5
CARBONOX®	6,0	6,0	5,5
ENVIROTHIN™	3,0	3,0	3,0
Potasa cáustica	1,5	1,5	1,5
PAC™-L	1,0	1,0	1,0
GEM™-CP	3,0	3,0	3,0
Barita	82,0	210,0	295,0
Hematita	80,0	195,0	270,0

Lpb: libras por barril

lpg: libras por galón

Tabla 4.1.2 Formulación del sistema de fluido de perforación BOREMAX® utilizando barita o hematita.

Aditivos (lpb)	Densidades (lpg)		
	10,0	12,0	13,5
BORE-VIS™	8,0	8,0	8,0
BARAZAN® D	0,5	0,5	0,5
CLAY GRABBER®	1,5	1,5	15
POLYAC® PLUS	2,0	2,0	2,0
BORE-PLUS™	2,0	2,0	2,0
PACT™-L	1,0	1,0	1,0
CLAY SEAL PLUS®	6,0	6,0	6,0
Acetato de potasio	8,0	8,0	8,0
Potasa cáustica	0,15	0,15	0,15
Barita	82,0	202,0	285,0
Hematita	80,0	195,0	270,0

Lpb: libras por barril

lpg: libras por galón

Tabla 4.1.3 Formulación del sistema de fluido de perforación HYDROGUARD™ utilizando barita o hematita.

Aditivos (lpb)	Densidades (lpg)		
	10,0	12,0	13,5
Acetato de potasio	3,0	3,0	3,0
BARAZAN® D	1,5	1,5	1,5
CLAY SYNC™	1,5	1,5	1,5
CLAY GRABBER®	1,0	1,0	1,0

Tabla 4.1.3 Formulación del sistema de fluido de perforación HYDROGUARD™ utilizando barita o hematita. (continuación)

Aditivos (lpb)	Densidades (lpg)		
	10,0	12,0	13,5
FILTER-CHEK™	1,5	1,5	1,5
PAC™-L	1,5	1,5	1,5
CLAY SEAL PLUS®	1,0	1,0	1,0
Potasa cáustica	0,1	0,1	0,1
Barita	82,0	202,0	285,0
Hematita	80,0	195,0	270,0

Lpb: libras por barril

lpg: libras por galón

Es importante conocer las propiedades físicas y químicas características de un fluido para poder identificar cualquier cambio adverso en ellas; las mismas deben ser controladas para asegurar el desempeño adecuado del fluido en la actividad de construcción de pozos. Algunas de estas propiedades son la viscosidad plástica, punto cedente, geles, filtrado, capacidad de intercambio catiónico.

Los balances de masa realizados para formular cada fluido en estudio arrojaron el uso de una menor cantidad del agente densificante óxido de hierro (hematita) para incrementos de densidad de los mismos, cuya gravedad específica medida experimentalmente fue de 5,0; en comparación con el material sulfato de bario (barita) que resultó con gravedad específica igual a 4,2.

La formulación del fluido base agua semi-disperso involucró un sistema constituido básicamente por materiales viscosificantes bentoníticos (AQUAGEL®) y a base de goma xántica (BARAZAN®D) utilizados para proporcionar capacidad de

acarreo y suspensión de sólidos, celulosa polianiónica (PACTM-L) de bajo peso molecular y leonardita (CARBONOX[®]) para el control de filtración, lignosulfonato libre de cromo (ENVIROTHINTM) y potasa cáustica para promover la dispersión de sólidos y fuente de alcalinidad respectivamente, y poliglicol (GEMTM-CP) para reducir la hidratación de las arcillas de formación.

Los sistemas de fluido de perforación base agua altamente inhibido, no disperso y de bajo sólidos, fueron formulados con una mezcla patentada de polímeros que funcionan sinérgicamente para dar al fluido buena capacidad de inhibición reforzada con la acción de una sal orgánica (Acetato de Potasio) para prevenir la hidratación de las arcillas, además de un bajo contenido coloidal controlado con un polímero no iónico (CLAY GRABBER[®]) que actúa como potente floculante, y un revoque de excelente calidad proporcionado por una mezcla polimérica especialmente diseñada para control de filtrado (POLYAC[®] PLUS, PACTM-L, FILTER-CHEKTM). Particularmente el sistema BOREMAX[®] aprovecha las ventajas de una concentración controlada de bentonita comercial (BORE-VISTM) mediante la actividad de un polímero único que extiende y satisface los sitios reactivos de arcillas comerciales hidratadas.

4.2 Análisis Del Comportamiento Reológico De Los Fluidos De Perforación Formulados

En las tablas 4.2.1, 4.2.2, 4.2.3, 4.2.4, 4.2.5 y 4.2.6, se muestran las propiedades reológicas antes y después del proceso de envejecimiento dinámico en celdas bajo condiciones de 200 °F y 100 psi, para muestras de los sistemas base agua en estudio (lignosulfonato, BOREMAX[®] y HYDROGUARDTM):

Tabla 4.2.1 Propiedades reológicas de los fluidos de perforación lignosulfonato, BOREMAX® y HYDROGUARD™, utilizando barita a 10,0 lpg.

Fluidos de perforación	Lignosulfonato		BOREMAX®		HYDROGUARD™	
	Propiedades	Inicial	Rolado @ 200 °F	Inicial	Rolado @ 200 °F	Inicial
VP(cP)	24	24	16	13	18	17
PC(lb/100 pie ²)	15	14	20	22	26	27
Resistencia Gel 10"/10'	4 / 6	3 / 5	6 / 8	6 / 8	9 / 12	9 / 12
% Sólidos	10	10	6	6	12	12
% Agua	90	90	94	94	88	88
pH	10,5	10,1	9,2	9,0	9,4	9,2

VP: Viscosidad Plástica

PC: Punto Cedente

Tabla 4.2.2 Propiedades reológicas de los fluidos de perforación lignosulfonato, BOREMAX® y HYDROGUARD™, utilizando barita a 12,0 lpg.

Fluidos de perforación	Lignosulfonato		BOREMAX®		HYDROGUARD™	
	Propiedades	Inicial	Rolado @ 200 °F	Inicial	Rolado @ 200 °F	Inicial
VP (cP)	25	24	19	21	26	26

Tabla 4.2.2 Propiedades reológicas de los fluidos de perforación lignosulfonato, BOREMAX® y HYDROGUARD™, utilizando barita a 12,0 lpg. (continuación).

Fluidos de perforación	Lignosulfonato		BOREMAX®		HYDROGUARD™	
	Propiedades	Inicial	Rolado @ 200 °F	Inicial	Rolado @ 200 °F	Inicial
PC(lb/100 pie2)	17	15	26	23	42	37
Resistencia Gel 10"/10'	7 / 9	6 / 8	10 / 14	9 / 14	13 / 16	12 / 18
% Sólidos	18	18	10	10	14	14
% Agua	82	82	90	90	86	86
pH	10,5	10,1	9,3	9,1	9,4	9,2
VP: Viscosidad Plástica				PC: Punto Cedente		

Tabla 4.2.3 Propiedades reológicas de los fluidos de perforación lignosulfonato, BOREMAX® y HYDROGUARD™, utilizando barita a 13,5 lpg.

Fluidos de perforación	Lignosulfonato		BOREMAX®		HYDROGUARD™	
	Propiedades	Inicial	Rolado @ 200 °F	Inicial	Rolado @ 200 °F	Inicial
VP (cP)	26	25	24	33	38	38
PC (lb/100 pie2)	17	17	32	39	36	36
Resistencia Gel 10"/10'	4 / 5	5 / 6	12 / 18	16 / 19	15 / 22	12 / 21
VP: Viscosidad Plástica				PC: Punto Cedente		

Tabla 4.2.3 Propiedades reológicas de los fluidos de perforación lignosulfonato, BOREMAX® y HYDROGUARD™, utilizando barita a 13,5 lpg. (Continuación).

Fluidos de perforación	Lignosulfonato		BOREMAX®		HYDROGUARD™	
	Propiedades	Inicial	Rolado @ 200 °F	Inicial	Rolado @ 200 °F	Inicial
% Sólidos	20	20	12	12	16	16
% Agua	80	80	88	88	84	84
pH	10,5	10,0	9,3	9,1	9,4	9,2
VP: Viscosidad Plástica			PC: Punto Cedente			

Tabla 4.2.4 Propiedades reológicas de los fluidos de perforación lignosulfonato, BOREMAX® y HYDROGUARD™, utilizando hematita a 10,0 lpg.

Fluidos de perforación	Lignosulfonato		BOREMAX®		HYDROGUARD™	
	Propiedades	Inicial	Rolado @ 200 °F	Inicial	Rolado @ 200 °F	Inicial
VP(cP)	17	17	12	12	27	16
PC(lb/100 pie ²)	13	12	21	20	19	37
Resistencia Gel 10"/10'	6 / 8	5 / 6	5 / 7	6 / 8	10 /14	8 / 10
% Sólidos	8	8	4	4	8	8

Tabla 4.2.4 Propiedades reológicas de los fluidos de perforación lignosulfonato, BOREMAX® y HYDROGUARD™, utilizando hematita a 10,0 lpg. (continuación).

Fluidos de perforación	Lignosulfonato		BOREMAX®		HYDROGUARD™	
	Propiedades	Inicial	Rolado @ 200 °F	Inicial	Rolado @ 200 °F	Inicial
% Agua	92	92	96	96	92	92
pH	10,5	10,0	9,2	9,0	9,4	9,2

Tabla 4.2.5 Propiedades reológicas de los fluidos de perforación lignosulfonato, BOREMAX® y HYDROGUARD™, utilizando hematita a 12,0 lpg.

Fluidos de perforación	Lignosulfonato		BOREMAX®		HYDROGUARD™	
	Propiedades	Inicial	Rolado @ 200 °F	Inicial	Rolado @ 200 °F	Inicial
VP(cP)	24	24	19	19	35	17
PC(lb/100 pie ²)	15	14	24	27	40	58
Resistencia Gel 10"/10'	4 / 6	3 / 5	10 / 12	12 /15	12 / 17	12 /17
% Sólidos	14	14	8	8	12	12

Tabla 4.2.5 Propiedades reológicas de los fluidos de perforación lignosulfonato, BOREMAX® y HYDROGUARD™, utilizando hematita a 12,0 lpg. (continuación)

Fluidos de perforación	Lignosulfonato		BOREMAX®		HYDROGUARD™	
	Propiedades	Inicial	Rolado @ 200 °F	Inicial	Rolado @ 200 °F	Inicial
% Agua	86	86	92	92	88	88
pH	10,5	10,1	9,3	9,1	9,4	9,2
VP: Viscosidad Plástica			PC: Punto Cedente			

Tabla 4.2.6 Propiedades reológicas de los fluidos de perforación lignosulfonato, BOREMAX® y HYDROGUARD™, utilizando hematita a 13,5 lpg.

Fluidos de perforación	Lignosulfonato		BOREMAX®		HYDROGUARD™	
	Propiedades	Inicial	Rolado @ 200 °F	Inicial	Rolado @ 200 °F	Inicial
VP(cP)	26	25	23	32	41	37

Tabla 4.2.6 Propiedades reológicas de los fluidos de perforación lignosulfonato, BOREMAX® y HYDROGUARD™, utilizando hematita a 13,5 lpg.(Continuación)

Fluidos de perforación	Lignosulfonato		BOREMAX®		HYDROGUARD™	
	Propiedades Inicial	Rolado @ 200 °F	Propiedades Inicial	Rolado @ 200 °F	Propiedades Inicial	Rolado @ 200 °F
PC(lb/100 pie2)	12	16	45	46	46	48
Resistencia Gel 10"/10'	4 / 5	6 / 8	13 / 18	14 / 19	15 / 20	14 / 19
% Sólidos	18	18	10	10	14	14
% Agua	82	82	90	90	86	86
pH	10,5	10,1	9,3	9,1	9,4	9,2

VP: Viscosidad Plástica

PC: Punto Cedente

Comparando los valores iniciales de viscosidad plástica y los registrados después del proceso de envejecimiento dinámico en las tablas 4.2.1, 4.2.2, 4.2.3, 4.2.4, 4.2.5 y 4.2.6 para los fluidos lignosulfonato, BOREMAX® y HYDROGUARD™, se observó que los densificados con el producto barita son mayores en comparación que los densificados con hematita, debido a que poseen mayor cantidad de sólidos en su formulación.

En cuanto al sistema lignosulfonato, se observó que la viscosidad plástica es mayor cuando se utiliza barita a 10,0 y 12,0 lpg; mientras que a 13,5 se mantuvo constante para ambos densificantes y luego presentó una ligera disminución después

del proceso de envejecimiento a 12,0 y 13,5 lpg utilizando barita o hematita, debido al efecto de la temperatura sobre los aditivos empleados en la formulación, los cuales reaccionaron entre sí agotando iones OH⁻; en consecuencia, disminuyeron el pH e hicieron que el fluido adelgazara.

Es importante resaltar que durante el proceso de envejecimiento dinámico, no se incorpora ningún tipo de aditivo que permita contrarrestar los efectos causados por la temperatura y a la vez mantener el fluido en condiciones estables.

También, se puede destacar que en el sistema BOREMAX® después del proceso de envejecimiento dinámico la viscosidad plástica a 10 lpg utilizando barita disminuyó; a 10,0 y 12,0 lpg utilizando hematita se mantuvo constante, mientras que aumentó a 12,0 y 13,5 lpg utilizando barita ; y a 13,5 lpg utilizando hematita, esto pudo ocurrir debido a la acción del aditivo BORE-VIS que ayudó a incrementar esta propiedad, el mismo es térmicamente más estable, pero también, gracias a la acción de los compuestos poliméricos involucrados en la formulación, y no como consecuencia de un incremento de los sólidos presentes en el mismos.

En el fluido HYDROGUARD™, densificado con barita se observó una ligera disminución de la viscosidad plástica después del proceso de envejecimiento a 10,0 lpg utilizando barita; a 10,0; 12,0 y 13,5 lpg utilizando hematita; y a 12,0 y 13,5 lpg utilizando barita se mantuvo constante, lo cual es característico de este sistema, a pesar de esto, la disminución no fue notoria y sigue existiendo estabilidad en el sistema.

Para el análisis del comportamiento reológico de los fluidos BOREMAX® y HYDROGUARD™, se consideraron los resultados después del proceso de envejecimiento dinámico (Apéndice B), simulando de esta forma las condiciones del

pozo y obteniendo así una estimación de lo que realmente ocurre durante el proceso de perforación.

Por otro lado, hay que destacar que los fluidos BOREMAX® y HYDROGUARD™ poseen características poliméricas donde su alto desempeño depende directamente de la temperatura.

En las figuras 4.1 y 4.2, se observa que los fluidos BOREMAX® y HYDROGUARD™ densificados con barita o hematita presentaron reología inversa; es decir, el punto cedente es mayor que la viscosidad plástica lo cual es característico de sistemas viscoelásticos, que son a base de polímeros. Esta propiedad es una de las más importantes en este tipo de sistema; utilizados generalmente en pozos horizontales o altamente inclinados donde se necesita una mayor suspensión de sólidos, limpieza del hoyo y acarreo de ripios.

El sistema HYDROGUARD™ densificado con barita o hematita es netamente polimérico; es decir, no emplea ningún tipo de arcilla en su formulación.

El sistema BOREMAX® aprovecha las ventajas de una concentración controlada del aditivo BORE-VIS, el cual es una arcilla bentonítica de alta calidad que extiende y satisface los sitios reactivos de arcillas comerciales hidratadas.

La siguiente figura 4.1 muestra el comportamiento de la viscosidad plástica después del proceso de envejeciendo dinámico para los fluidos lignosulfonato, BOREMAX® y HYDROGUARD™:

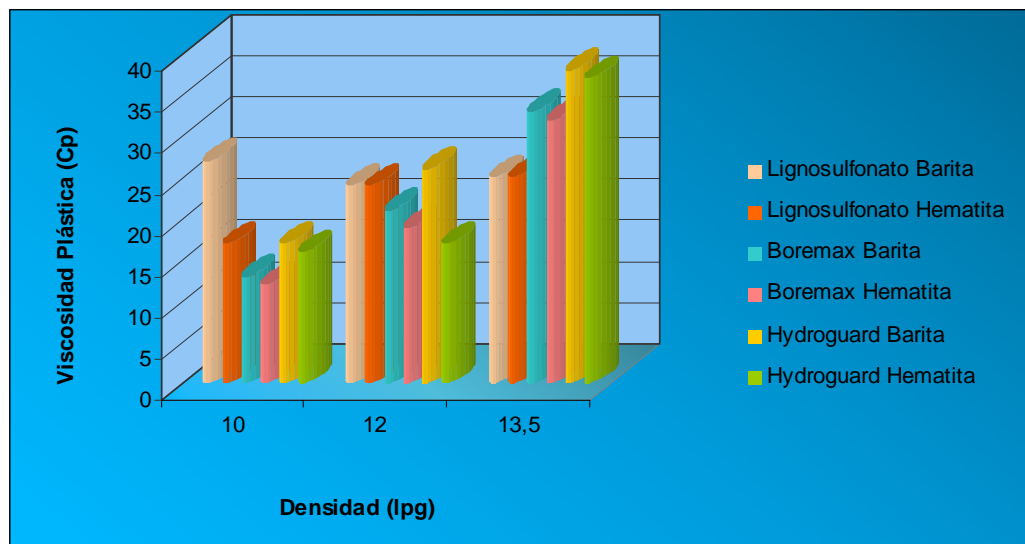


Figura 4.1 Comportamiento de la viscosidad plástica después del proceso de envejecimiento dinámico a 200 °F y 100 psi de los fluidos de perforación lignosulfonato, BOREMAX® y HYDROGUARD™, utilizando barita o hematita.

Analizando los valores de punto cedente para el sistema lignosulfonato se observó que son mayores cuando se utiliza hematita como material densificante. Después del proceso de envejecimiento dinámico se observó que el punto cedente disminuyó a 10,0 y 12,0 lpg utilizando barita; a 12,0 y 13,5 lpg utilizando hematita, manteniéndose constante a 13,5 lpg utilizando barita y a 10,0 lpg utilizando hematita; esto se pudo originar por la concentración de los sólidos presentes en la formulación; pero también a los iones OH- reaccionando entre sí, agotándose y ocasionando que el fluido adelgazara.

En los casos particulares para los sistemas BOREMAX® y HYDROGUARD™ densificados con barita o hematita se produjo en la mayoría de los casos un incremento del punto cedente después del proceso de envejecimiento a 10,0 y 13,5 lpg utilizando barita; a 12,0 y 13,5 lpg utilizando hematita; disminuyendo para el

BOREMAX® a 12,0 lpg utilizando barita y 10,0 lpg utilizando hematita; siendo este menor en los fluidos densificados con barita que con hematita, esto se pudo originar debido a que estas formulaciones son a base de polímeros, los cuales generan fuerzas de atracción entre ellos, a diferencia del sistema lignosulfonato que no posee polímeros en su formulación. Esta propiedad contribuye a la limpieza del hoyo y a su vez permite una mayor suspensión de los recortes generados por la mecha.

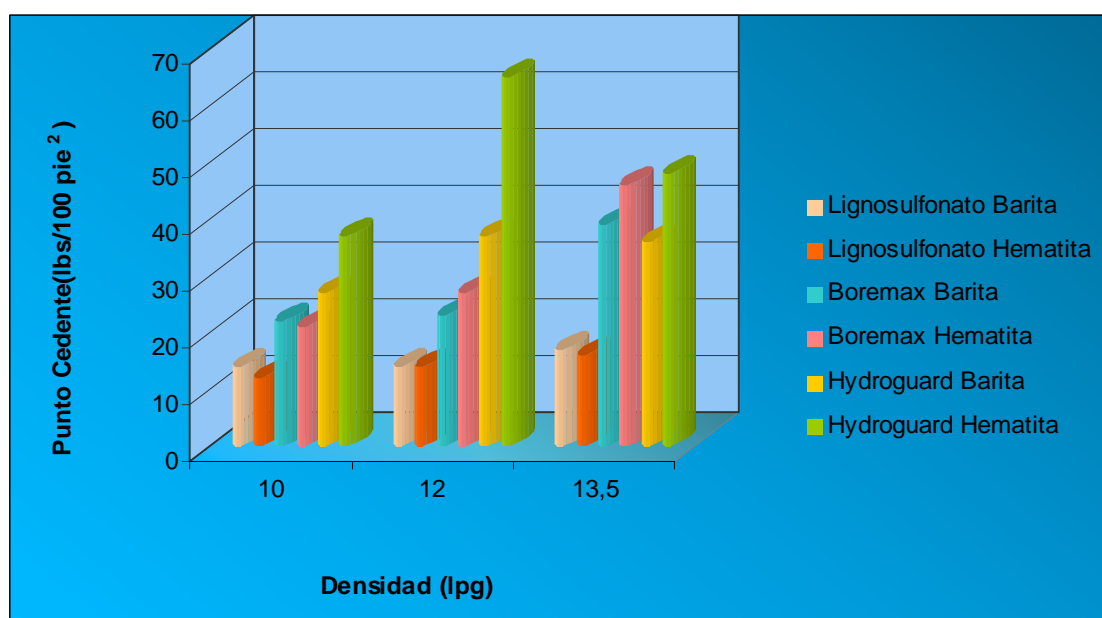


Figura 4.2 Comportamiento del punto cedente después del proceso de envejecimiento dinámico a 200 °F y 100 psi de los fluidos de perforación lignosulfonato, BOREMAX® y HYDROGUARD™, utilizando barita o hematita.

Concerniente al comportamiento de los geles iniciales antes y después de envejecimiento se observó que el sistema lignosulfonato densificado con barita disminuyó a 10,0 y 12,0 lpg; aumentó a 13,5 lpg y densificado con hematita aumentó a 10,0 lpg y disminuyó a 12,0 y 13,5 lpg respectivamente; mientras que los sistemas BOREMAX® y HYDROGUARD™ densificados con barita o hematita se

mantuvieron en valores muy cercanos, demostrando sus características tixotrópicas; es decir, capaces de formar una estructura rígida o semi-rígida cuando se somete el fluido a velocidades de corte iguales a cero, y luego de iniciar el movimiento retoma su fluidez.

En el caso de los geles finales se evidenció el mismo comportamiento, esta variación se debe a la naturaleza de los fluidos poliméricos de bajo contenido de sólidos con reología inversa, por su parte el sistema semi-disperso constituido por arcillas comerciales, lignitos y lignosulfonato está diseñado para admitir y dispersar sólidos en su composición lo cual hace que tengan una mayor actividad las partículas, presentando esfuerzos de gel mayores y de carácter no-progresivo.

Los porcentajes de sólidos de los diferentes fluidos estudiados evidencian las características de su composición, es decir, bajo contenido de sólidos para los sistemas BOREMAX® y HYDROGUARD™ en comparación con el lignosulfonato. Por otra parte, los fluidos densificados con barita arrojaron valores con mayor porcentaje de sólidos debido a su gravedad específica, por lo cual se necesitó más cantidad de producto para obtener la densidad requerida, que con los densificados con hematita.

Además, antes y después del proceso de envejecimiento los porcentajes de sólidos permanecieron constantes, lo cual sugiere que dicha propiedad se mantiene constante siempre que no presente ninguna incorporación de sólidos en el sistema. De igual forma, es necesario controlar este parámetro para garantizar una mejor limpieza del hoyo y a la vez evitar alteraciones en las propiedades reológicas del fluido de perforación.

4.3 Cálculo Del Índice De Abrasividad De Los Fluidos De Perforación Formulados Para La Aplicabilidad En La Perforación De Pozos

El principal obstáculo técnico en la incorporación del óxido de hierro (hematita) como material densificante en los fluidos de perforación ha sido el efecto de abrasividad de sus partículas sobre el acero, principal componente de los equipos de superficie de los taladros.

La abrasión corresponde a la pérdida de material o desgaste producido por partículas que penetran en una superficie ocasionando deformación plástica y/o arrancando virutas.

El ensayo para el cálculo de la abrasividad tiene como objetivo producir un índice relativo de desgaste para los materiales densificantes, el cual no puede ser utilizado para inferir si estos materiales causarían o no problemas de abrasión en un sistema de fluido de perforación de campo.

La evaluación experimental tuvo como base el índice de abrasión relativa reportado por cada formulación densificada con sulfato de bario y óxido de hierro, agentes densificantes manufacturados según condiciones de molienda específicas. Con ello se buscó establecer un criterio de comparación entre los índices de abrasión aportados por dichos materiales a los fluidos de perforación base agua en estudio, en un rango de densidad específico.

Se calculó la abrasividad del material densificante en mg/min, fundamentándose en las bases referidas en la Norma API 13I modificada por INTEVEP, luego de someter los sistemas de fluidos en estudio a condiciones de envejecimiento dinámico a 200 °F y 100 psi.

Los resultados de los ensayos corroboran que las muestras densificadas con sulfato de bario (barita) presentan menor índice de abrasividad, que los fluidos densificados con óxido de hierro (hematita), bajo las mismas condiciones experimentales.

Comparando los resultados del índice de abrasividad para los sistemas lignosulfonato, BOREMAX® y HYDROGUARD™ (figura 4.3) se observó que es menor cuando se utilizó barita como material densificante. La barita sufre atrición de partículas a medida que va aumentando su tiempo de contacto con el acero (aspas metálicas), debido a que es un producto de menor dureza en comparación con el óxido de hierro, el cual sufre menor deformación de las partículas.

El sistema lignosulfonato densificado con hematita alcanzó el mayor índice de abrasividad a 10,0; 12,0 y 13,5 lpg respectivamente, y se tiene un mayor desgaste tanto para el fluido densificado con barita como el densificado con hematita, siendo este sistema el que presentó un comportamiento reológico más elevado, teniéndose así un menor amortiguamiento de las partículas con el acero, y/o por la interacción de los productos con el acero, aumentando la abrasividad a medida que aumentó la densidad; este comportamiento es similar para los tres fluidos.

También se puede apreciar que el sistema BOREMAX® fue el que presentó el menor índice relativo de abrasividad a 10,0; 12,0 y 13,5 lpg respectivamente en comparación con el sistema HYDROGUARD™, se puede inferir que una de las razones principales se deba a que el uso de los polímeros en su formulación estén causando un mayor amortiguamiento de las partículas, produciendo un menor impacto del sólido con el acero y por consiguiente teniendo un menor desgaste.

La sinergia exclusiva de los polímeros que constituyen los sistemas de alto rendimiento BOREMAX® y HYDROGUARD™ le proporciona a dichos fluidos una

excelente lubricidad aportada principalmente por los polímeros no-iónicos (CLAY GRABBER®, BORE-PLUS™, CLAY SYNC™, CLAY SEAL PLUS®, BARAZAN® D).

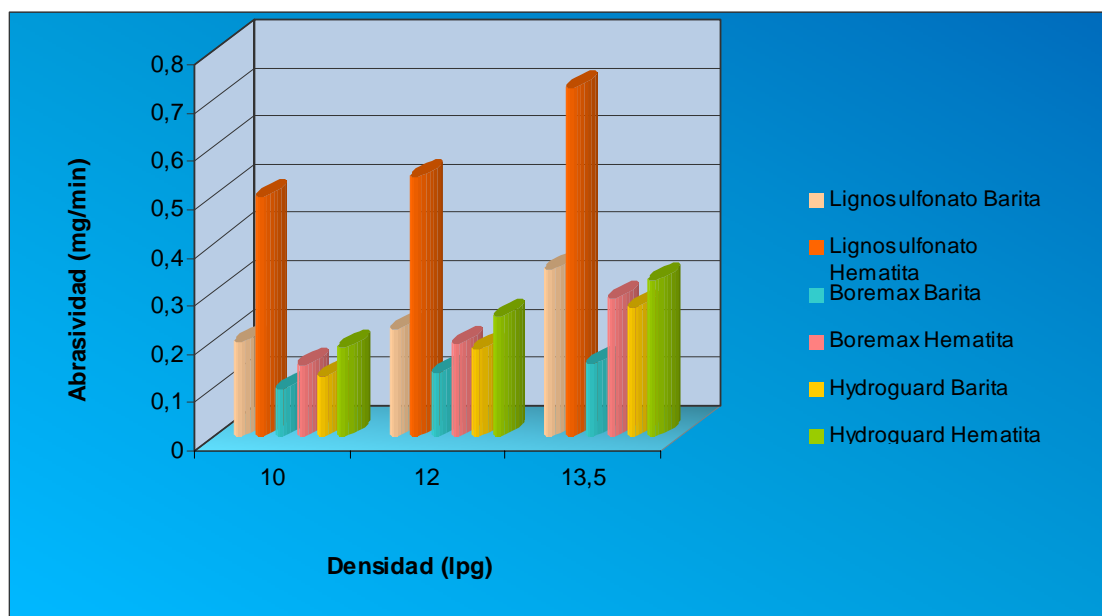


Figura 4.3 Abrasividad de los fluidos de perforación lignosulfonato, BOREMAX® y HYDROGUARD™, con barita o hematita a diferentes densidades.

4.4 Conclusiones

1. El fluido HYDROGUARD™ es el único que no posee arcilla en su formulación, a diferencia del BOREMAX® que emplea el aditivo BORE-VIS y el lignosulfonato que utiliza Aquagel.
2. Los fluidos BOREMAX® y HYDROGUARD™ presentaron valores de reología inversa debido a su composición polimérica.

3. Los fluidos BOREMAX® y HYDROGUARD™, por estar conformados principalmente por viscosificantes poliméricos, aceptan la incorporación de sólidos en su formulación en comparación con el sistema semi-disperso lignosulfonato.

4. Los resultados de los ensayos corroboran que las muestras densificadas con sulfato de bario (barita) presentan menor índice de abrasividad que las muestras densificadas con óxido de hierro (hematita), bajo las mismas condiciones experimentales.

5. El menor índice relativo de abrasividad se obtuvo con el sistema BOREMAX® empleando hematita, a diferencia del sistema lignosulfonato donde se obtuvo el mayor índice relativo de abrasividad.

6. Los fluidos BOREMAX® y HYDROGUARD™ son térmicamente más estables en comparación al sistema lignosulfonato, demostrado durante las pruebas de envejecimiento dinámico.

4.5 Recomendaciones

1. Incorporar en las formulaciones agentes reductores de abrasividad, y de esta manera minimizar el roce mecánico entre las partículas con el acero.

2. Evaluar el desgaste abrasivo de los fluidos lignosulfonato, BOREMAX® y HYDROGUARD™ con otro mecanismo, como el circuito placa – chorro.

BIBLIOGRAFÍA

Chacón, O. **“Experiencias en el uso de la Orimatita® como densificante de fluidos de perforación en el Norte de Monagas”**, V SEFLU, Venezuela (2004).

Bello, A. **“Evaluación de la factibilidad del uso de Orimatita® como densificante en fluidos base agua para construcción de pozos en el área mayor de Anaco”**. Trabajo de Grado, Departamento de Petróleo, UDO-Anzoátegui. Barcelona (2007).

Quercía, G. **“Estado actual de la Tecnología Orimatita®”**, V SEFLU, Venezuela (2008).

Salas, R. **“Fluidos de perforación”**. Fondo Editorial UDO-Anzoátegui, Puerto La Cruz, Venezuela (2000).

PDVSA-INTEVEP. **“Museo geológico virtual de Venezuela”**. Disponible en: www.pdvsa.com/lexico/museo/minerales/barita.htm (2008).

PDVSA-INTEVEP. **“Museo geológico virtual de Venezuela”**. Disponible en www.pdvsa.com/lexico/museo/minerales/hierro.htm (2008).

Baroid Fluid System, a Halliburton Company. **“Well blueprint™, drilling conditions. Lost circulation”**, Houston (1999).

MI DRILLING FLUIDS. **“Manual M-I Drilling Fluids Engineering”**, Houston, Estados Unidos, (2000).

Perry **“Manual del Ingeniero Químico”**. 6ta. Edición. Buenos Aires. Mc Graw-Hill (2000).

BAKER HUGHES INTEQ. **“Fluido manual de ingeniería”**. Estados Unidos (1998).

BAROID DRILLING FLUID. **“Manual de fluido de perforación”**. Estados Unidos (1998).

“Procedimiento general para manejo y disposición de sólidos de perforación, caso tipo”. LAGOVEN, A., PALMAVEN, S.A., INTEVEP, S.A. Venezuela (1997).

CIED, **“Avances en perforación”**, Ingeniería de Perforación, Maracaibo, Venezuela (1995).

SCHLUMBERGUER. **“Drilling fluids technical manual”**. Estados Unidos (1994).

APÉNDICE

APÉNDICE A
TABLAS DE DATOS

Datos obtenidos con el viscosímetro rotacional modelo Fann 35-A.

Tabla A.1 Propiedades reológicas de los fluidos de perforación lignosulfonato, BOREMAX® e HYDROGUARD™, utilizando barita a 10,0 lpg.

Fluidos de perforación	Lignosulfonato		BOREMAX®		HYDROGUARD™	
	Propiedades Inicial	Rolado @ 200 °F	Propiedades Inicial	Rolado @ 200 °F	Propiedades Inicial	Rolado @ 200 °F
L600/ L300 (rpm)	63/39	62/38	52/36	48/35	62/44	61/44
L200/L100 (rpm)	29/19	28/18	25/16	27/18	37/27	37/27
L6/L3 (rpm)	5/4	4/3	7/6	8/7	10/8	10/8

Tabla A.2 Propiedades reológicas de los fluidos de perforación lignosulfonato, BOREMAX® e HYDROGUARD™, utilizando barita a 12,0 lpg.

Fluidos de perforación	Lignosulfonato		BOREMAX®		HYDROGUARD™	
	Propiedades Inicial	Rolado @ 200 °F	Propiedades Inicial	Rolado @ 200 °F	Propiedades Inicial	Rolado @ 200 °F
L600/ L300 (rpm)	67/42	63/39	64/45	65/44	94/68	89/63
L200/L100 (rpm)	32/22	29/19	32/22	35/25	57/43	52/37
L6/L3 (rpm)	6/5	5/4	11/9	10/6	15/12	12/9

Tabla A.3 Propiedades reológicas de los fluidos de perforación lignosulfonato, BOREMAX® e HYDROGUARD™, utilizando barita a 13,5 lpg.

Fluidos de perforación	Lignosulfonato		BOREMAX®		HYDROGUARD™	
	Inicial	Rolado @ 200 °F	Inicial	Rolado @ 200 °F	Inicial	Rolado @ 200 °F
L600/ L300 (rpm)	69/43	67/42	80/56	105/72	112/74	112/74
L200/L100 (rpm)	32/21	32/22	35/28	58/40	62/45	61/44
L6/L3 (rpm)	5/3	6/5	10/9	23/12	16/13	14/11

Tabla A.4 Propiedades reológicas de los fluidos de perforación lignosulfonato, BOREMAX® e HYDROGUARD™, utilizando hematita a 10,0 lpg.

Fluidos de perforación	Lignosulfonato		BOREMAX®		HYDROGUARD™	
	Inicial	Rolado @ 200 °F	Inicial	Rolado @ 200 °F	Inicial	Rolado @ 200 °F
L600/ L300 (rpm)	47/30	46/29	45/33	44/32	73/46	69/53
L200/L100 (rpm)	26/18	25/16	26/18	25/16	35/25	32/24
L6/L3 (rpm)	5/4	4/3	8/7	8/6	9/7	8/6

Tabla A.5 Propiedades reológicas de los fluidos de perforación lignosulfonato, BOREMAX® e HYDROGUARD™, utilizando hematita a 12,0 lpg.

Fluidos de perforación	Lignosulfonato		BOREMAX®		HYDROGUARD™	
	Propiedades	Inicial	Rolado @ 200 °F	Inicial	Rolado @ 200 °F	Inicial
L600/ L300 (rpm)	63/39	62/38	62/43	65/46	110/75	99/82
L200/L100 (rpm)	29/19	28/28	33/22	38/26	58/39	68/45
L6/L3 (rpm)	5/4	4/3	12/10	14/12	13/10	13/10

Tabla A.6 Propiedades reológicas de los fluidos de perforación lignosulfonato, BOREMAX® e HYDROGUARD™, utilizando hematita a 13,5 lpg.

Fluidos de perforación	Lignosulfonato		BOREMAX®		HYDROGUARD™	
	Propiedades	Inicial	Rolado @ 200 °F	Inicial	Rolado @ 200 °F	Inicial
L600/ L300 (rpm)	64/38	66/41	91/68	110/78	128/87	122/85
L200/L100 (rpm)	27/18	29/20	55/44	62/47	73/53	78/54
L6/L3 (rpm)	4/3	5/6	14/12	15/13	18/14	16/12

APÉNDICE B

GRÁFICAS DEL PROCESO DE ENVEJECIMIENTO

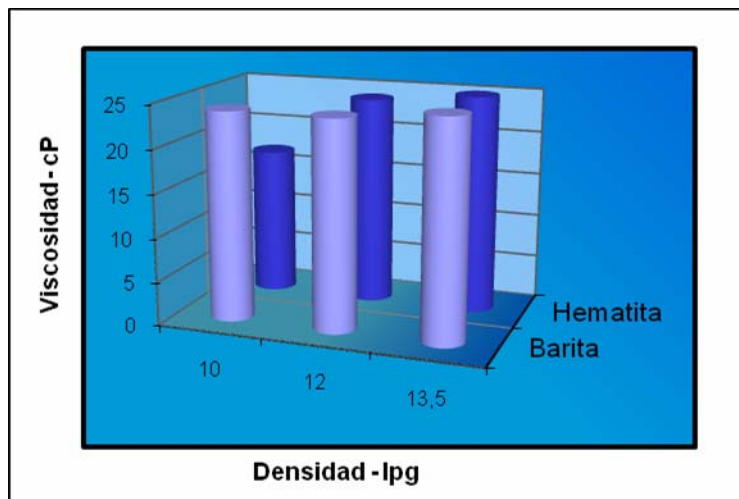


Figura B.1 Viscosidad plástica del fluido de perforación lignosulfonato después del proceso de envejecimiento dinámico a 200°F y 100 psi, utilizando barita o hematita.

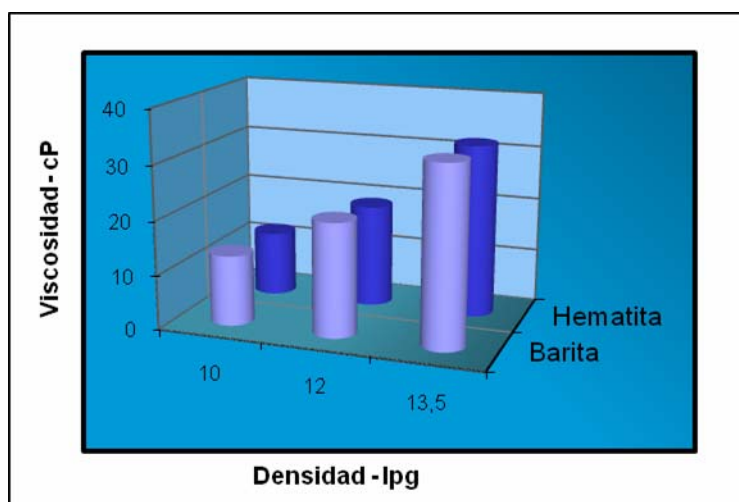


Figura B.2 Viscosidad plástica del fluido de perforación BOREMAX® después del proceso de envejecimiento dinámico a 200°F y 100 psi, utilizando Barita o Hematita.

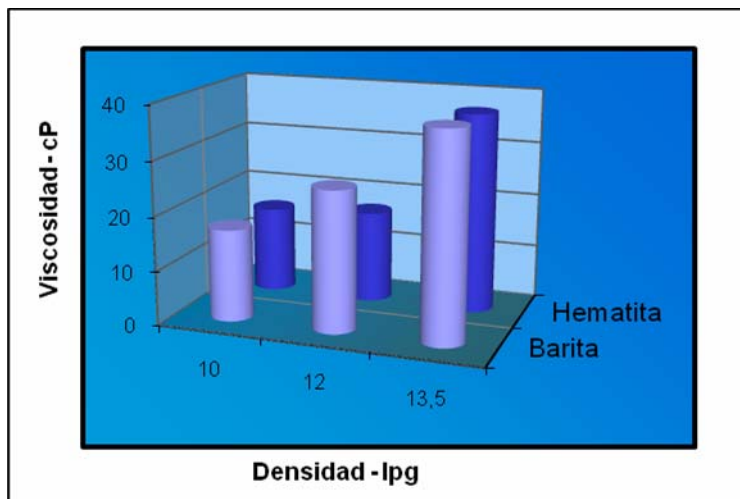


Figura B.3 Viscosidad plástica del fluido de perforación HYDROGUARD™ después del proceso de envejecimiento dinámico a 200°F y 100 psi, utilizando barita o hematita.

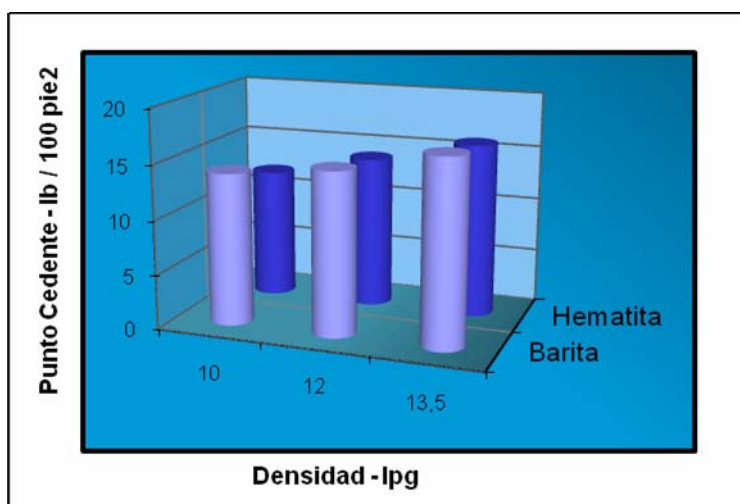


Figura B.4 Punto cedente del fluido de perforación lignosulfonato después del proceso de envejecimiento dinámico a 200°F y 100 psi, utilizando barita o hematita.

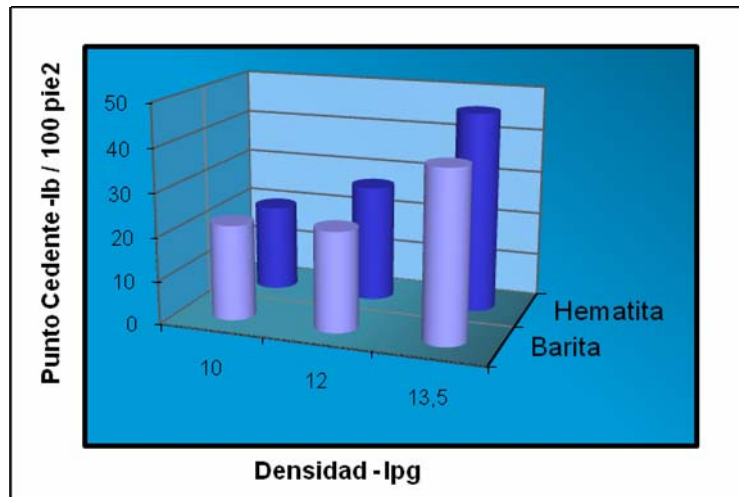


Figura B.5 Punto cedente del fluido de perforación BOREMAX® después del proceso de envejecimiento dinámico a 200°F y 100 psi, utilizando barita o hematita.

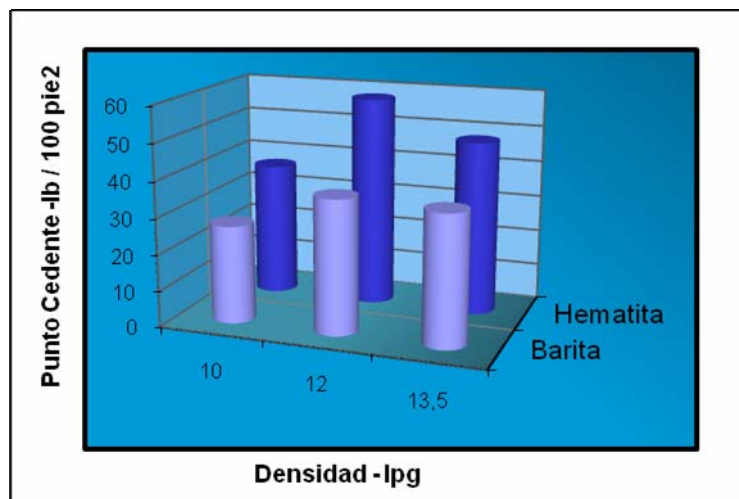


Figura B.6 Punto cedente del fluido de perforación HYDROGUARD™ después del proceso de envejecimiento dinámico a 200°F y 100 psi, utilizando barita o hematita.

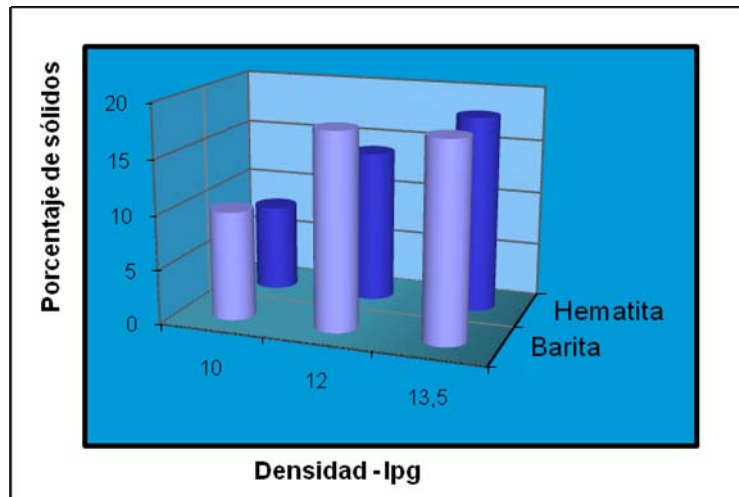


Figura B.7 Porcentaje de Sólidos del Fluido de perforación lignosulfonato después del proceso de envejecimiento dinámico a 200°F y 100 psi, utilizando barita o hematita.

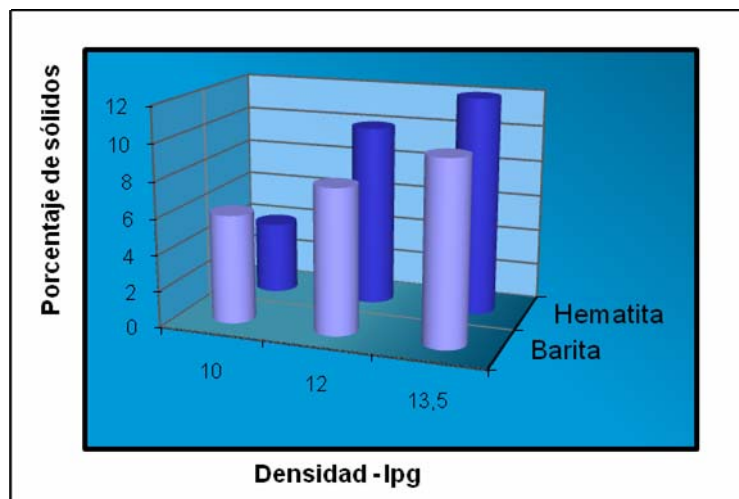


Figura B.8 Porcentaje de sólidos del fluido de perforación BOREMAX® después del proceso de envejecimiento dinámico a 200°F y 100 psi, utilizando barita o hematita.

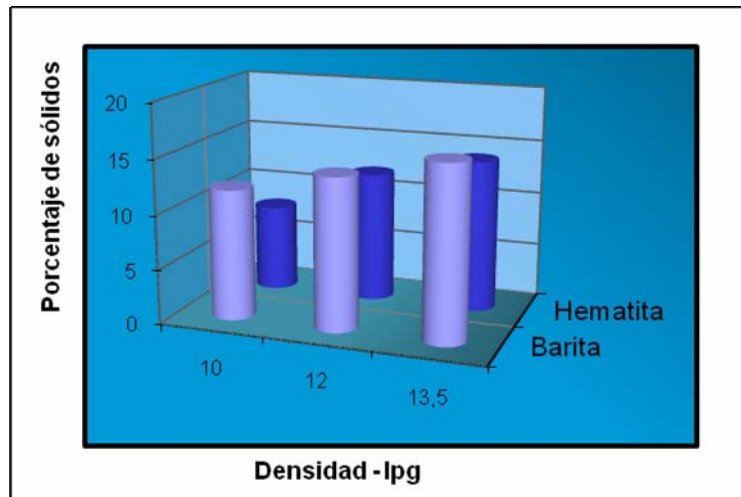


Figura B.9 Porcentaje de sólidos del fluido de perforación **HYDROGUARD™** después del proceso de envejecimiento dinámico a 200°F y 100 psi, utilizando barita o hematita.

APÉNDICE C
EQUIPOS DE LABORATORIO



Figura C.1 Balanza de lodos convencional



Figura, C.2. Viscosímetro rotacional, marca Fann 35A



Figura C.3 Retorta de 10 ml marca Fann



Figura C.4 Multimezclador



Figura C.5 Horno de envejecimiento

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO 1/6:

TÍTULO	Evaluar la abrasividad y el comportamiento reológico de fluidos de perforación base agua densificados con hematita, para perforación de pozos en el Área Norte de Monagas
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES)

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CVLAC/ E-MAIL
Castillo P., Carmen E.	CVLAC: 16.571.607 E-MAIL: carmen2909@gmail.com
	CVLAC: E-MAIL:
	CVLAC: E-MAIL:
	CVLAC: E-MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES

Abrasividad

Fluidos de perforación

Hematita

Propiedades reológicas

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO 2/6:

ÁREA	Subárea
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Química

RESUMEN (ABSTRACT):

Uno de los factores más importantes a controlar durante la perforación de pozos petroleros son los fluidos empleados, con el propósito de minimizar los costos, daños causados a la formación y problemas operacionales derivados. Este trabajo estará enfocado en el estudio experimental del efecto abrasivo y el comportamiento reológico de los fluidos de perforación base agua densificados con hematita, utilizados para perforación de hoyos superficiales en el Área Norte de Monagas, esto debido a los grandes yacimientos naturales existentes de hematita y a la escasa disponibilidad de reservorios comerciales de barita. Para realizar la comparación entre los sistemas se formularon lodos semi-dispersos a base de lignosulfonato, y de alto rendimiento como los sistemas inhibidos BOREMAX® y HYDROGUARD™, densificados con barita y/o hematita según las densidades de lodo requeridas para el

área. Posteriormente, se analizó el comportamiento reológico de los fluidos utilizando el viscosímetro Fann 35-A, luego se realizó el proceso de envejecimiento dinámico y de esta manera observar los efectos de la acción mecánica, la temperatura y la presión (simulando las condiciones del pozo). Finalmente, se determinó el índice relativo de desgaste de los materiales densificantes para cada sistema de fluido, referidos a la Norma API 13I modificada por el INTEVEP, en el cual se utilizaron aspás cuya composición y dureza son similares al material del cual están hechas las tuberías y componentes del taladro de perforación. Los resultados obtenidos en las formulaciones demuestran que se utilizó menor cantidad de hematita que de barita. Por otra parte, los resultados reológicos demuestran que los fluidos BOREMAX® y HYDROGUARD™ son térmicamente estables. Y en cuanto a las pruebas de abrasividad, reportaron que el fluido densificado con hematita produjo mayor desgaste que el densificado con barita, siendo el BOREMAX® el fluido que presentó el menor índice relativo de abrasividad.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO 4/6:**CONTRIBUIDORES:**

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL/CÓDIGO CVLAC/E-MAIL				
Salas, Roberto	ROL	CA <input type="checkbox"/>	AS <input type="checkbox"/>	TU <input checked="" type="checkbox"/>	JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	3.413.775			
	E-MAIL	robertosa@cantv.net			
	E-MAIL				
Larreal, Ender	ROL	CA <input type="checkbox"/>	AS <input checked="" type="checkbox"/>	TU <input type="checkbox"/>	JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	4.996.099			
	E-MAIL	enderlarreal@halliburton.com			
	E-MAIL				
Marfisi, Shirley	ROL	CA <input type="checkbox"/>	AS <input type="checkbox"/>	TU <input type="checkbox"/>	JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	10.301.828			
	E-MAIL	shirleymarfisi@yahoo.com			
	E-MAIL				
Moreno, Luis	ROL	CA <input type="checkbox"/>	AS <input type="checkbox"/>	TU <input type="checkbox"/>	JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	8.987.972			
	E-MAIL	luismoreno45@gmail.com			
	E-MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

AÑO MES DÍA

2009	07	30
-------------	-----------	-----------

LENGUAJE: SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO 5/6:**ARCHIVO (S):**

Nombre de archivo	Tipo MIME
Evaluar la abrasividad y el comportamiento reológico.doc	Application/msword

Caracteres permitidos: A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z
a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 - _ .

ALCANCE:

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: 6 meses (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Químico.

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado.

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería Química.

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente-Núcleo de Anzoátegui.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO 6/6:**DERECHOS:**

De acuerdo al artículo 44 del Reglamento de Trabajos de Grado:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.

Castillo, Carmen

AUTOR

Salas, Roberto

TUTOR

Marfisi, Shirley

JURADO

Moreno, Luís

JURADO

Yraima, Salas

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS