



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA PETROLERA Y GAS NATURAL – PERFORACIÓN

DISEÑO, ELABORACIÓN Y SELECCIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN
BASE AGUA DE MAR Y BURBUJAS GENERADAS IN SITU DE ACUERDO A SU
COMPORTAMIENTO REOLÓGICO Y TIXOTRÓPICO PARA PERFORAR
FORMACIONES NATURALMENTE FRACTURADAS Y DEPRESIONADAS

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
GERARDO ENRIQUE SEPÚLVEDA PALACIOS

TUTOR PRINCIPAL
Quim. Rosa de Jesús Hernández Álvarez, UNAM

MÉXICO, D. F. AGOSTO DE 2013



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Rubén Nicolás López

Secretario: M.C. Jaime Ortíz Ramírez

Vocal: Quim. Rosa de Jesús Hernández Álvarez

1^{er.} Suplente: Mtro. Joaquín Mendiola Sánchez

2^{do.} Suplente: M.I. Mario Gerardo García Herrera

Lugar donde se realizó la tesis:

Ciudad Universitaria, Universidad Nacional Autónoma de México, México, D.F.

TUTOR DE TESIS:

Quim. Rosa de Jesús Hernández Álvarez

FIRMA

AGRADECIMIENTOS

Son incontables las personas que han hecho posible presentar este trabajo de investigación a través de esta tesis y que de una u otra forma colaboraron en la culminación exitosa de esta etapa académica.

Mi más profundo agradecimiento a mi tutora de tesis, la Quim. Rosa de Jesús Hernández Álvarez, quien a pesar de mis frecuentes tropiezos nunca dejó de apoyarme, sin ella esto no habría sido posible.

A mi madre, por inculcarme los valores que hoy me definen como persona y que se traducen en un logro más que sin duda representa, no sólo para mí sino para ella, una de las satisfacciones más grandes de la vida. Le agradezco y la felicito...

A mi familia por demostrarme siempre su apoyo, a mi primo Juan Andrés por encausarme por este camino.

A mis amigos y compañeros de la maestría, a Claus, Ken, Devora, Juan... a mis amigos de toda la vida, a mis compañeros de trabajo y sobre todo a mis profesores por compartir conmigo sus conocimientos.

Y, por supuesto, agradezco infinitamente a la Sra. Ricarda López Pinacho (q.e.p.d.) por literalmente acogermme en su regazo, por integrarme a su familia y por no abandonarme en un proceso de continua adaptación.

Gracias por todo.

INDICE

Resumen.....	1
Abstract.....	3
Introducción	5
ANTECEDENTES	7
CAPITULO I.....	9
<i>Aspectos generales en materia de fluidos de perforación</i>	<i>9</i>
1.1. CONCEPTOS BÁSICOS.....	9
1.2. CRITERIOS DE SELECCIÓN QUE DETERMINAN LA APLICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	11
1.3. HIDRÁULICA DE LA PERFORACIÓN.....	12
1.4. CONTROL DE LA HIDRÁULICA EN LA PERFORACIÓN	13
1.4.1. Control de presiones en el subsuelo.	14
1.4.2. Aporta efectos de flotación a la sarta de perforación y tuberías de revestimiento.	15
1.4.3. Minimiza la erosión del agujero.	15
1.4.4. Remueve los recortes del pozo.	15
1.4.5. Incrementa el ritmo de perforación.....	16
1.4.6. Determinación del tamaño del equipo superficial de bombeo.	16
1.4.7. Controlar las presiones de empuje y succión.	17
1.4.8. Prevé el control del pozo durante la presencia de un brote.	17
1.5. TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN	18
1.5.1. Fluidos de control base agua.....	18
1.5.2. Fluidos de control base aceite.....	22
1.5.3. Fluidos de control neumáticos	23
CAPITULO II.....	24
<i>Sistemas de baja densidad para intervenir zonas problemáticas</i>	<i>24</i>
2.1. FLUIDOS DE BAJA DENSIDAD	24
2.2. CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN DE BAJA DENSIDAD..	25
2.2.1. Perforación con aire.....	26
2.2.2. Perforación con niebla	28
2.2.3. Perforación con lodo aireado.....	29
2.2.4. Perforación con espumas	30
CAPÍTULO III.....	34

<i>Diseño, desarrollo y optimización de un sistema base agua de mar de baja densidad para intervenir formaciones depresionadas en áreas marinas</i>	34
3.1. ANÁLISIS COMPARATIVO INICIAL.....	34
3.1.1. Primeras pruebas reológicas.....	36
3.2 DISEÑO DEL SISTEMA DE BAJA DENSIDAD BASE AGUA DE MAR.....	47
3.2.1. Pruebas de laboratorio en busca de formulación óptima.....	47
3.2.2. Pruebas de laboratorio para determinar su capacidad inhibitoria de gases tóxicos	56
3.2.3. Pruebas de laboratorio para determinar su capacidad inhibitoria de formaciones problemáticas.....	58
CAPÍTULO IV.....	60
<i>Análisis de resultados</i>	60
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	65
ANEXOS.....	67
A1. Información de referencia sobre perforación con espumas.....	67
Bibliografía.....	¡Error! Marcador no definido.

Resumen

El presente trabajo de investigación tiene como objetivo primordial el desarrollo y análisis reológico y tixotrópico de un fluido de perforación cuya base sea agua de mar, que sea capaz de perforar zonas problemáticas fracturadas y depresionadas en presencia de gases tóxicos, tales como dióxido de carbono (CO_2) y ácido sulfhídrico (H_2S) y que además ayude a reducir la pérdida de circulación en operaciones marinas. Esto traerá como beneficio adicional, una disminución en las pérdidas económicas, disminución en tiempos de espera y, en consecuencia, disminución del costo total de la operación de perforación, dado que los fluidos de perforación son parte fundamental durante la construcción de un pozo y pieza clave en la optimización de la futura producción del mismo.

Para alcanzar el objetivo fue necesario realizar una búsqueda bibliográfica sobre esta investigación y sobre las alternativas de solución existentes para posteriormente revisar el comportamiento de fluidos de perforación convencionales y no convencionales base agua, emulsiones inversas y poliméricos con densidades que iban de 1.0 a 1.5 gr/cc, con la intención de utilizar los datos como punto de partida para formular un fluido base agua de mar que igualara tal densidad y dicho comportamiento. Una vez obtenido, se procedió a modificar la formulación del fluido para disminuir su densidad a valores por debajo de 1 gr /cc utilizando celulosas modificadas y tensoactivos que le hicieran cumplir con los requisitos de estabilidad de fases, capacidad inhibitoria, capacidad de limpieza del agujero y densidades bajas de entre 0.40 a 0.70 gr/cc de acuerdo al gradiente de fractura requerido en formaciones fracturadas.

Para lograr esto fue necesaria la generación, modificación y optimización de nuevos sistemas basados en los analizados inicialmente, los cuales fueron sometidos a pruebas físicas de presión, temperatura y acciones contaminantes para proceder a su selección de acuerdo al mejor comportamiento reológico-tixotrópico que asegurara la limpieza y estabilidad del agujero. El sistema

seleccionado se sometió una vez más a pruebas de laboratorio que reafirmaran su comportamiento. Finalmente, el fluido desarrollado cumple con los requisitos a escala laboratorio para su futura aplicación y tiene características principales una densidad del orden de 0.3 a 0.7 gr/cc, capacidad inhibitoria de gases tóxicos, estabilidad de fases al someterse a altas temperaturas, entre 120 y 150°C, y altas presiones, encapsulamiento de burbujas in situ, lo cual evita el uso de equipos de inyección de aire y control de volumen de espuma en función de su temperatura.

El desarrollo de este sistema permitirá reducir costos en las perforaciones de pozos marinos, reducir tiempos de espera por abastecimiento de agua dulce y reducir daños a la formación al reducir las pérdidas de circulación.

Abstract

The present research has as primary objective the development and the rheological and thixotropic analysis of a drilling fluid whose base is seawater, which is capable of drilling fractured, depressed and problematic areas with presence of toxic gases, such as carbon dioxide (CO₂) and hydrogen sulfide (H₂S), and which also helps to reduce the loss of circulation in marine operations. This will bring as additional benefits the reduction in economic losses, reduction of waiting times and, consequently, lower total cost of the drilling operation, as drilling fluids are fundamental for the construction of a well and key in optimizing future production of it.

To achieve the objective, it was necessary to perform a literature search on this topic and on alternative solutions for later review of behavior of existing conventional and unconventional water-based, invert emulsions and polymeric drilling fluids with densities ranging from 1.0 to 1.5 gr / cc, with the intention of using the data as a starting point to develop a seawater based fluid that matched such density and behavior. Once obtained, the fluid formulation were modificadoed in order to reduce its density to values lower than 1 g / cc using modified celluloses and surfactants that do meet the requirements for phase stability, inhibitory ability, hole cleaning capacity and low densities between 0.40 to 0.70 g / cc according to the required fracture gradient in fractured formations.

To achieve this, it was necessary to generate, modify and optimize new systems based on the initially analyzed, which were subjected to physical tests of pressure, temperature and pollutants actions to proceed with the selection according to the best thixotropic and rheological behavior that ensured cleaning and stability of the hole. The selected system is once again subjected to laboratory

tests to reaffirm their behavior. Finally, the fluid meets the requirements and it was developed at laboratory scale for future application having as major features a density of 0.3 to 0.7 g / cc, toxic gases inhibitory capacity, phase stability when subjected to high temperatures, about 120-150°C, and high pressures, encapsulation bubble in situ avoiding the use of air injection equipment and foam volume control depending on its temperature.

The development of this system will reduce costs in the drilling of offshore wells, reduce waiting times for freshwater supplies and reduce formation damage by reducing circulation losses

Introducción

Uno de los aspectos más importantes en las operaciones de perforación tanto terrestre como marina es el fluido de perforación, ya que es indispensable que éste cumpla con todas sus funciones y que cuya aplicación sea económicamente factible. Sin embargo, en muchas ocasiones las circunstancias no permiten el uso de un fluido según los requerimientos específicos del pozo y de la formación, debido a varias razones, entre ellas:

- La solución al problema puede no ser económicamente factible.
- Los materiales y aditivos son de baja calidad.
- Los problemas se presentan repentinamente y no hay tiempo disponible para modificar una formulación.
- No se tiene una solución eficaz a la mano.

Un ejemplo claro de esto es cuando se presentan pérdidas parciales o totales de circulación. En este caso posibles soluciones serían disminuir la densidad del lodo de manera que se disminuyera la pérdida, uso de reductores de filtrado, de obturantes o, en casos más sofisticados, microesferas inmersas en el propio fluido para “reparar” las zonas dañadas o fracturadas. Sin embargo, no se aplica ninguna de las opciones recién mencionadas dado que resulta más fácil y más barato seguir perforando con pérdidas de circulación usando fluidos simples como agua de mar con algunos pocos aditivos, dado que se sabe que ese fluido de cualquier forma no se volverá a recuperar. Esta determinación no es precisamente la más recomendable, ya que puede provocar problemas más graves como atrapamientos, embolamientos, daño a la formación, contaminación del medio ambiente o mala cementación.

Por todo lo anterior, se procedió a formular un fluido de perforación que resuelva alguno de los problemas ya mencionados en operaciones marinas. El fluido propuesto, de acuerdo a evaluaciones a escala laboratorio, tiene características que proporcionan las siguientes ventajas sobre los demás sistemas empleados actualmente: es base agua de mar, es de baja densidad, se genera sin

diesel, es de fabricación in situ, inhibe gases tóxicos como dióxido de carbono (CO_2) y ácido sulfhídrico (H_2S) y su volumen es proporcional a la temperatura.

El presente trabajo inicia detallando con antecedentes sobre los sistemas que en general se han venido empleando en operaciones marinas, sus problemáticas y los intentos por obtener mejores resultados, de manera que se pueda comparar con el fluido propuesto. En el primer capítulo se hace una descripción general sobre fluidos de perforación, definiciones, clasificación, importancia de la hidráulica y criterios para su selección. Posteriormente, en el capítulo dos se describen las espumas, tipo de fluido al que pertenece el sistema que se está proponiendo, además, también se detalla de manera específica qué son, cómo se elaboran, sus ventajas y desventajas. En el tercer capítulo, se especifica paso a paso el proceso que se siguió para la obtención de la formulación final, desde el análisis de fluidos convencionales hasta la elección de la mejor formulación en base al comportamiento reológico y tixotrópico comparándolo con fluidos convencionales y analizando su capacidad de acarreo, estabilidad a la temperatura y capacidad de suspensión, pasando por las modificaciones y resultados parciales que sirvieron de guía a lo largo del proceso. En los capítulos finales se expresan los resultados obtenidos, tanto en la formulación como en las pruebas a escala laboratorio, así como un análisis reológico y tixotrópico del fluido propuesto. Finalmente se muestran y discuten las conclusiones del trabajo presentado.

Antecedentes

Los fluidos de perforación son un factor determinante para realizar con éxito la perforación de un pozo petrolero, por lo que su selección debe efectuarse tomando en cuenta los criterios adecuados, tales como las propiedades de la formación litológica que se pretende atravesar y las características de la operación, poniendo especial atención en la optimización de costos y disminución del impacto ambiental.

Los fluidos base agua, aceite, agua de mar, poliméricos y bentoníticos que actualmente existen y que se han venido empleando en diversas operaciones de perforación en formaciones depresionadas, presentan problemas que se traducen en incrementos de tiempo y costos de operación. Como ejemplos podemos mencionar que formaciones depresionadas fracturadas compuestas por calizas con intercalaciones de areniscas y lutitas hidrofílicas, a la fecha no se han podido intervenir satisfactoriamente con este tipo de fluidos debido a problemas de pérdidas de circulación, hinchamiento de lutitas y poca capacidad de acarreo producto de mala programación en la densidad equivalente de circulación. Para superar estos últimos dos problemas se han empleado fluidos de control denominados de emulsión inversa o poliméricos base agua de mar, los cuales no siempre pueden alcanzar las densidades bajas que se requieren para perforar formaciones con pérdidas de circulación. Dada la necesidad de utilizar sistemas de baja densidad, se ha tomado como opción a las espumas, pero éstas no han dado los resultados esperados por no presentar estabilidad de sus fases bajo presiones y temperaturas que oscilan entre los 100 y 150°C. Además, estos fluidos de control no pueden recircularse debido al empleo de agentes antiespumantes que se le agregan para disminuir su volumen y evitar problemas ambientales.

Otro problema de los fluidos de control base aceite, agua dulce o poliméricos utilizados en operaciones marinas es que no emplean agua de mar en

su composición provocando falta de abastecimiento de agua dulce y materiales bajo condiciones de mal tiempo, lo cual puede ocasionar derrumbes del agujero por mantener expuesta la formación al fluido por demasiado tiempo, además de aumentar los costos por tiempos de espera.

Debido a toda esta problemática se procedió a diseñar y desarrollar un sistema de lodo base agua de mar que permitiera alcanzar densidades menores a las que se tienen actualmente. La ventaja de este sistema es que evita el empleo de diesel o de aceites especiales y no requiere del empleo de equipos mecánicos inyectoros de aire.

El desarrollo de este sistema polimérico modificado se enfocó en mejorar las condiciones de limpieza del agujero en base a un comportamiento reológico y tixotrópico que implicó el diseño de un programa para su operación, esperando obtener resultados semejantes a los obtenidos con sistemas convencionales actualmente utilizados base agua dulce y aceite.

CAPITULO I.

Aspectos generales en materia de fluidos de perforación

1.1. Conceptos básicos.

Un *fluido de perforación* según API “es un fluido circulante usado en la perforación rotatoria para ejecutar alguna o todas las funciones requeridas en las operaciones de perforación”. El fluido de perforación, convencionalmente denominado lodo de perforación, viaja a través del circuito hidráulico el cual se detalla a continuación:

El *circuito hidráulico* es la trayectoria de flujo que realiza el fluido de perforación por todo el sistema hidráulico. En operaciones convencionales, el fluido inicia su recorrido cuando es bombeado de las presas de succión al tubo vertical (stand pipe); siguiendo su curso pasa a la manguera flexible o también conocida como manguera de perforación que tiene la facilidad de ser manipulada y moverse de forma radial, lateral y vertical, según se requiera y sin que exista el problema de obstrucción de flujo. De ahí el fluido pasa por la unión giratoria la cual tiene la particularidad de girar sin que la manguera lo haga, este componente es la parte de unión de la manguera de perforación y la flecha de perforación (kelly). La flecha de perforación tiene una sección transversal exterior cuadrada o hexagonal para facilitar el ensamble con la mesa rotatoria y así transmitir la rotación a la sarta de perforación.

El recorrido continúa por el interior de la flecha cuya sección transversal interior es circular y hueca, pasando de este componente al interior de la tubería de perforación y los lastrabarrenas y así llegar a la barrena. Aquí finaliza el ciclo descendente. Suponiendo que el fluido se impacta con el fondo del pozo y remueve los recortes generados por la perforación, se iniciará el ciclo ascendente por el espacio anular, que es el espacio entre la parte externa de la sarta de perforación y la tubería de revestimiento o agujero. El fluido pasa por los dispositivos de seguridad llamados preventores que son un sistema de control del

espacio anular y del interior de la sarta cuando se genere un brote y para evitar el descontrol de un pozo. El fluido continúa a las líneas de flote que lo conducirán a la superficie, para después pasar por una malla calibrada que tiene movimiento vibratorio, temblorina, en donde se realiza una selección de los recortes que arrastró el fluido. Éste continúa y el siguiente paso son las presas de lodo, en ellas el fluido inicia por la presa de asentamiento con el objeto de asentar los recortes finos que la malla no seleccionó; además, en este punto se cuenta con equipo auxiliar que apoyan en la desgasificación del fluido, desgasificadores, los que retiran las arenas, desarenadores y los que limpian los fluidos de las partículas más pequeñas por métodos de centrifugación, desarcilladores o limpiadores de lodo. Pasando todo este sistema de eliminación de sólidos y gas, el fluido pasará a la segunda presa la cual se denomina presa intermedia o de reactivos. En esta presa se le adicionan reactivos al fluido para reajustar sus propiedades. Finalmente el recorrido del fluido de perforación termina cuando el fluido se aloja en las presas de succión donde se inicia el ciclo hidráulico nuevamente. Una esquematización del equipo utilizado en el circuito hidráulico se muestra en la figura 1¹.



Figura 1. Diagrama general del sistema circulatorio durante la perforación.

¹ Tesis de licenciatura ‘La hidráulica en la perforación de pozos petroleros’ Juan Manuel Santana Noriega, UNAM 1996.

En un concepto más amplio, los fluidos de perforación son sistemas coloidales con propiedades inherentes al estado líquido y gaseoso, que conjuntamente con el equipo mecánico y las herramientas especializadas, permiten atravesar la corteza terrestre en forma controlada e ir construyendo un ducto que comunique al yacimiento productor con la superficie.

Los fluidos de perforación están formados por dos fases. La continua que es el medio portador y la dispersa. Esta última está formada por partículas coloidales de naturaleza arcillosa o polimérica y compuestos orgánicos e inorgánicos, los cuales les imparten las propiedades básicas requeridas para limpiar y estabilizar el pozo.

Los fluidos, entonces, pueden clasificarse según su medio continuo en base agua, base aceite y aereados. Los fluidos base agua, incluyen los que se preparan con agua dulce, agua salada y agua de mar. Los fluidos base aceite, incluyen las emulsiones directas e inversas y los aereados, incluyen las espumas y las nieblas. La selección del tipo de fluido a utilizar en una operación específica dependen de muchos factores, entre ellos la geometría del pozo, la geología y las propiedades litológicas de la formación para determinar ventanas operacionales. La presente investigación está orientada a los fluidos aereados, específicamente espumas, ya que son los que integran las características necesarias para perforar formaciones con las problemáticas ya descritas.

1.2. Criterios de selección que determinan la aplicación de los fluidos de perforación.

Dentro de esa misma clasificación de fluidos, podemos encontrar numerosas variantes dentro de una misma categoría, las cuales se acondicionan o formulan de acuerdo la naturaleza de las formaciones en el que se aplicarán. Por tal motivo, existen diversos criterios que determinan la correcta selección de los fluidos de perforación, mismos que al tomarse en cuenta, permiten elegir el sistema con mejor desempeño para la operación en la que se vaya a aplicar. Tales criterios se especifican en la figura 2.

Dentro de los aspectos geológicos se encuentra la era geológica a la que pertenece la formación a atravesar, por ejemplo cretácico, jurásico, oligoceno y paleoceno. Entre los litológicos están las propiedades físicas de la roca y los principios físicos que las originan para determinar con mayor precisión el fluido más conveniente para perforar. Ejemplos de dichas propiedades son la porosidad, la permeabilidad, la resistividad y conductividad de la roca, presiones de sobrecarga, de poro, de fractura y el esfuerzo efectivo o de la matriz. Dentro de los aspectos operacionales, se debe tener en cuenta la etapa en la que se aplicará el fluido de perforación, ya sea perforación, terminación, cementación y reparación y el tipo de operación, es decir perforación vertical, direccional u horizontal.

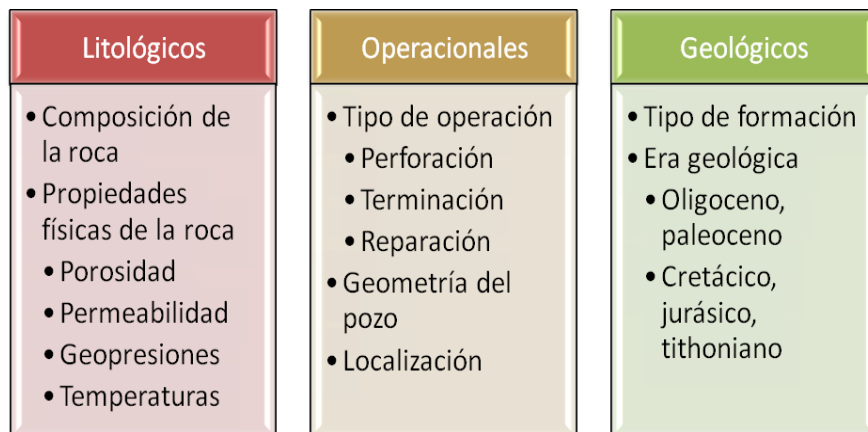


Figura 2. Criterios de selección que determinan la aplicación de los fluidos de perforación.

1.3. Hidráulica de la perforación.

El término hidráulica designa aquella rama de la mecánica que trata de las leyes que gobiernan el equilibrio y movimientos de los líquidos.

La hidráulica es muy importante para el estudio y desarrollo de la perforación. Uno de los estudios es el análisis de altas presiones que se generan en toda la extensión del pozo y de los aparejos de tubería por la presencia de fluidos de control y cementos. La presencia de estas presiones subsuperficiales

debe tomarse en cuenta en casi todos los problemas que se encuentren relacionados con la perforación.

La hidráulica empírica enfocó su estudio al agua, limitando su alcance a ésta únicamente, pero con los avances en la industria petrolera surgió la necesidad de ampliar su tratamiento. El objetivo específico es aplicar la hidráulica óptima, para el mejor aprovechamiento de la potencia superficial requerida para la circulación de fluidos. Con base en este objetivo se establecerá la relación entre las propiedades del fluido y las fuerzas hidrostáticas subsuperficiales presentes en el pozo.

Por otro lado, el sistema hidráulico tiene varios propósitos en las operaciones de perforación en el pozo. Sin embargo, su función básica se centra en el sistema del fluido de perforación. El sistema hidráulico tiene mucho efecto en el pozo, por lo tanto las razones para dirigir la atención en la hidráulica son prioritarias.

1.4. Control de la hidráulica en la perforación.

Los cálculos hidráulicos fueron introducidos en la ingeniería petrolera en 1948, cuando fue usada la primera barrena de toberas. Desde que los sistemas hidráulicos juegan un papel importante en las operaciones de perforación, los costos de operación de la perforación se minimizaron gracias al buen diseño y mantenimiento de la hidráulica de perforación. Los sistemas hidráulicos se traducen prácticamente en el sistema de lodo en el pozo, ya sea en estado dinámico o en estado estático.

El estado dinámico se presenta cuando el lodo y el aparejo de perforación se encuentran en movimiento, resultado del bombeo de los fluidos en el espacio anular y del movimiento de las tuberías. Otra condición de operación en el pozo que resulta importante es las de los viajes, en el cual el aparejo de tuberías está siendo movido hacia arriba o hacia abajo dentro del fluido. Desde entonces se ha demostrado que contar con un programa hidráulico adecuado es de gran

importancia al perforar un pozo petrolero. Considerando las fuertes inversiones económicas que se llevan a cabo al perforar un pozo, la optimización constituye un elemento indispensable en todas las operaciones.

Un diseño inadecuado de la hidráulica puede generar problemas como:

1. Disminución del ritmo de perforación.
2. Mala limpieza del pozo.
3. Brotes o pérdidas de circulación del fluido.

La importancia de tener un adecuado sistema hidráulico dará como resultado lo siguiente:

1. Control de las presiones subsuperficiales.
2. Aportar efectos de flotación a la sarta de perforación y tubería de revestimiento.
3. Minimizar la erosión del agujero debido a la acción del lodo durante su movimiento.
4. Remover los recortes del pozo.
5. Incrementa el ritmo de perforación.
6. Determina el tamaño del equipo superficial de bombeo.
7. Controla las presiones al sacar o meter tubería.
8. Prevé el control del pozo durante brotes o pérdidas de circulación.

1.4.1. Control de presiones en el subsuelo.

Como se mencionó con anterioridad, para mantener los fluidos de formación en sus zonas permeables es necesario que el fluido imparta una presión hidrostática ligeramente superior a la de la formación, esto se logra conociendo las presiones de formación.

En la perforación de pozos, se pueden presentar zonas de presión anormal y normal. Las zonas de presión anormal se clasifican en altas y bajas, las que representan peligro para las operaciones son las zonas anormales de alta presión. Para modificar la presión hidrostática de la columna de fluido se debe tener conocimiento de donde existen estas zonas.

1.4.2. Aporta efectos de flotación a la sarta de perforación y tuberías de revestimiento.

El fluido de perforación ejerce un efecto benéfico en el peso de la sarta de perforación o a la carga que mantiene el gancho. Cuando la tubería se baja en el interior del pozo, el sistema del lodo podrá soportar o flotar una parte del peso de la tubería. El peso flotado de la sarta de perforación será menor que el peso de la tubería en el aire. La fuerza de flotación es una función del volumen y el peso del fluido desplazado.

1.4.3. Minimiza la erosión del agujero.

Un buen manejo del bombeo evita ensanchamientos del pozo, desviaciones y erosiones. Con flujos bajos, en régimen laminar se minimiza la erosión del pozo.

1.4.4. Remueve los recortes del pozo.

El retirar los fragmentos de roca perforada del fondo del pozo es una de las funciones principales del fluido de perforación. Los recortes perforados, los cuales se alojan en el lodo de perforación tienden a caer o asentarse en el fondo del espacio anular originando muchos problemas como pegaduras de tubería y embolamientos de la barrena.

La predicción de la velocidad con la que se asentarán los recortes es difícil debido a que la densidad de los recortes es muy variada, los cambios en las propiedades del lodo y del régimen de flujo en el espacio anular, rara vez tienen

una velocidad uniforme. Para este análisis nos apoyamos en varias correlaciones que establecen la velocidad de asentamiento de las partículas así como de su relación de transporte.

1.4.5. Incrementa el ritmo de perforación.

La limpieza 'perfecta' del fondo del agujero se alcanza cuando todos los recortes generados por la barrena son removidos en el tiempo entre cada giro e impacto de los dientes de la barrena con la formación. Sin embargo, las condiciones de limpieza perfecta son casi imposibles, por lo que generalmente, se tiene un efecto de remoción de recortes con la consecuente reducción de la velocidad de perforación.

En términos estrictos, parámetros como la potencia, gasto o diámetro de las toberas no afectan la velocidad de perforación en una forma directa, si no que solamente generan las condiciones propias para que otros factores trabajen.

1.4.6. Determinación del tamaño del equipo superficial de bombeo.

El gasto de bombeo está en función del tipo de bomba, la longitud de la carrera, el número de emboladas por minuto, el diámetro de camisas, la eficacia volumétrica, las dimensiones del vástago. En general un factor que afecta la hidráulica es el equipo disponible superficial, por ejemplo, si los diámetros interiores del equipo a utilizar son muy reducidos, la caída de presión por fricción se incrementará. Otro efecto es cuando no se cuenta con la potencia necesaria para proporcionar la presión de bombeo de acuerdo a las caídas de presión en el sistema circulatorio.

1.4.7. Controlar las presiones de empuje y succión.

El movimiento de tuberías en el interior del pozo (introducción o extracción) genera incrementos o decrementos de la presión impuesta en el fondo del pozo. Debido a las propiedades reológicas del fluido de perforación, cuando las tuberías son movidas dentro del pozo, el fluido no puede ser desplazado a la misma velocidad con que se desplazan las tuberías, por esta razón se generan los cambios en la presión impuesta. Desde el punto de vista de la mecánica de fluidos, no importa si el fluido se mueve a través de un conducto (tubería), o es la tubería la que se mueve en el seno del fluido. De cualquier manera existirá una pérdida de presión por fricción.

Cuando la tubería se mueve hacia abajo en un pozo, el fluido de perforación debe moverse hacia arriba para expulsar la región que está entrando por el nuevo volumen de la extensión de la tubería. La presión que se genera por el flujo ascendente de un volumen de acero (tubería), se denomina *presión de empuje*.

La presión generada por la extracción de la tubería tiende a disminuir la presión en el fondo. Así mismo, un movimiento de tubería hacia arriba requiere de un movimiento de fluido hacia abajo, la presión debida al flujo descendente del fluido que tiende a llenar el espacio dejado por la tubería cuando esta es extraída del pozo se le denomina *presión de succión*. Esta presión es negativa, es decir, tiene un efecto neto sobre la presión en el fondo, reduciéndola. El patrón de flujo de fluidos en movimiento puede ser laminar o turbulento dependiendo de la velocidad a la cual se mueve la tubería. Es posible derivar ecuaciones matemáticas para las presiones de empuje y succión solo para el patrón de flujo laminar. Deberá usarse correlaciones empíricas si el patrón de flujo es turbulento.

1.4.8. Prevé el control del pozo durante la presencia de un brote.

Durante las operaciones de control de pozos, la presión de fondo debe mantenerse a un valor ligeramente por arriba de la presión de formación mientras los fluidos de la formación se circulan en el pozo. Esto se logra manteniendo una contrapresión en el espacio anular a través del uso de un estrangulador ajustable.

La relación entre la presión de fondo y la presión anular superficial durante las operaciones de control de pozos fue desarrollada al considerar la hidrostática, sin embargo por varias razones, la presión de formación excederá a la hidrostática del lodo y ocurrirá el brote. Un estudio de las razones de este desbalance de presiones explicará las causas de las presencias de los brotes.

1.5. Tipos de fluidos de perforación.

La hidráulica estará directamente relacionada con el tipo de fluido de perforación que se esté manejando. Los fluidos de perforación se clasifican en función de sus fases, según se detalla en la Figura 3:

1.5.1. Fluidos de control base agua.

Fluidos de control iniciales. Los fluidos de control iniciales se usan en la perforación del agujero del tubo conductor. Usualmente consisten en una mezcla viscosa de bentonita o atapulguita, que proveen al lodo de una buena capacidad de acarreo para limpiar los agujeros de gran diámetro. Los fluidos de control iniciales se desechan después de haber perforado el agujero del tubo conductor, debido a que no se tiene instalado el equipo de recuperación de fluido.

Lodo bentonítico. Los fluidos de control tratados con bentonita son fluidos de perforación simples que se pueden utilizar en la perforación de pozos someros en áreas no problemáticas. La bentonita mejora la capacidad de acarreo y previene los problemas que se presentarían perforando con agua solamente.



Figura 3. Clasificación de los fluidos de perforación de acuerdo a su fase continua.

Fluidos de control tratados con fosfato. Los fosfatos son productos inorgánicos (dispersantes) usados para reducir la viscosidad de los fluidos de control bentoníticos que han sido contaminados con sólidos de la formación o cemento. Los fosfatos no controlan el filtrado y son inestables a temperaturas mayores de 150°F. de cualquier manera los fosfatos son los dispersantes químicos más eficientes y sólo se necesita una pequeña cantidad para controlar las propiedades de flujo. En las partes superiores del pozo o en pozos someros en lugar de tratamientos costosos a base de lignitos y surfactantes se pueden utilizar fosfatos, siempre y cuando no existan problemas de altas temperaturas del fondo.

Fluidos de control gel-químicos. Un lodo gel-químico consiste en bentonita y pequeñas concentraciones de un adelgazante, reductor de viscosidad como el quebrancio o un lignosulfonato. Un lodo de este tipo es similar en su aplicación al lodo tratado con fosfatos pero puede ser utilizado a mayores profundidades.

Lodo tratado con lignitos y lignosulfonatos. Los fluidos de control tratados con lignosulfonatos son el último avance a partir de un lodo gel-químico. A medida que la concentración de sólidos aumenta, se hace necesario añadir mayores cantidades de lignosulfonatos para controlar el valor de cedencia y la consistencia gel del lodo. Los fluidos de control con lignosulfonatos son también los más resistentes a la contaminación por calcio o a un aumento en el contenido de cloruros. Los fluidos de control con lignitos y lignosulfonatos se pueden usar para preparar fluidos de control de densidad elevada y son estables a temperatura hasta de 400°F. El porqué de la combinación de estos dos ingredientes químicos se debe a que los lignitos son efectivos para controlar el filtrado, mientras que los lignosulfonatos son los adelgazantes más efectivos.

Fluidos de control cálcicos. Los fluidos de control cálcicos son aplicables en la perforación de capas de poco espesor de anhídrita y también en aquellas zonas donde las lutitas deleznable y los flujos de agua salada son comunes. Estos fluidos de control difieren de los otros fluidos de control base agua en que las arcillas sódicas (bentonita) se convierten en arcillas cálcicas a través de la adición de cal y yeso.

Con adición de cal: Los fluidos de control de cal se preparan mediante la adición de sosa cáustica, adelgazantes orgánicos y cal hidratada, a un lodo bentonítico. Estos fluidos de control resisten contaminaciones hasta de 50,000 ppm de sal (30,000 cloruros); sin embargo tienden a solidificarse o desarrollar alta gelatinosidad a altas temperaturas.

Con adición de yeso: Los fluidos de control con adición de yeso se han usado en la perforación de formaciones de anhídrita y yeso, especialmente aquellas con intercalaciones de sal y lutita. Se elaboran a partir de fluidos de control naturales mediante la adición de yeso (sulfato de calcio) y lignosulfonatos.

Fluidos de control poliméricos de bajo contenido de sólidos no dispersos. Los fluidos de control de bajo contenido de sólidos no dispersos son el resultado de recientes avances tecnológicos entre la industria química de los polímeros y la

tecnología de la perforación. El objetivo de este tipo de fluidos de control es que en lugar de dispersar los sólidos en el lodo, los recubre y los flocula para facilitar su desplazamiento y así mejorar la estabilidad y las características de perforación del fluido de perforación. Diversos tipos de fluidos de control de polímeros de bajo contenido de sólidos no dispersos se han elaborado usando varios polímeros con o sin bentonita y evitando el uso de dispersante.

Estos fluidos de control se elaboran mediante la adición de bentonita con polímeros floclantes, para usar menos bentonita, o sea una concentración menor de sólidos en su elaboración. También se preparan utilizando polímeros reductores, poco recubridores y floclantes, para su aplicación en formaciones bentoníticas. Un buen lodo de este tipo permitirá obtener altas velocidades de perforación, gracias a sus propiedades tixotrópicas y filtrantes. Son también los fluidos de control base agua más estables a la temperatura, debido a su bajo contenido de sólidos y pueden ser densificados a cualquier valor.

Fluidos de control de baja salinidad (1% de NaCl ó <10,000 ppm). Estos fluidos de control exhiben altas velocidades de filtración y enjarres gruesos. Para su mayor control se utilizan reactivos orgánicos. Su pH generalmente es mayor de 8.0. Con el uso de valores de pH mayores de 9.5 se controla la fermentación de los agentes reductores de filtrado. La suspensión es difícil, debido a la floclación de las arcillas, donde para mejorar ésta propiedad se utiliza atapulgita o bien bentonita que deberá ser hidratada en agua dulce.

La salinidad puede ser producto del agua de mar, sal añadida (NaCl) en la superficie o sal disuelta proveniente de estratos de sal (domos salinos o formaciones evaporíticas). Este tipo de fluidos de control se usa para perforar domos salinos y algunas veces cuando se encuentran flujos de agua salada, así como formaciones o secciones de anhidrita de yeso y de lutitas que no requiere altas salinidades.

Fluidos de control salados saturados. Estos fluidos de control se utilizan para perforar domos salinos, donde existen problemas de agrandamiento del agujero con otros fluidos de control.

Es necesario controlar el filtrado antes de llegar al domo salino por medio de agentes de control de filtración. El control de sus propiedades consiste en la adición de agua salada para reducir la viscosidad de atapulgita para aumentar su poder de sustentación y de agentes reductores para controlar el filtrado.

Fluidos de control salados de aplicación especial. Algunos de estos sistemas se elaboran a partir de polímeros, los cuales aumentarán la viscosidad del agua salada. Su aplicación principal es en operaciones de reparación de pozos o en la perforación costa afuera y en áreas de lutitas donde no se necesitan fluidos de control de alta densidad. Otros sistemas son similares a los fluidos de control convencionales, pero incluyen aditivos para la estabilización de la lutita.

1.5.2. Fluidos de control base aceite.

Fluidos de control de aceite (menos de 5% agua). Los fluidos de control de aceite son usados principalmente para evitar las contaminaciones con agua de las formaciones productoras y para muestreo de formación en estado nativo. Son también inertes a las contaminaciones tales como de H₂S, secciones de sal y anhidrita. Los fluidos de control de aceite se elaboran comúnmente con crudo previamente desgasificado (aceite estabilizado)

Emulsión inversa. Las emulsiones de agua en aceite, contienen al agua como fase dispersa, y al aceite (usualmente diesel) como fase continua. Valores hasta de 40% de agua se pueden dispersar y emulsificar en aceite. Las emulsiones inversas tienen las características de los fluidos de control base aceite, ya que el aceite es la fase continua y el filtrado es únicamente aceite. Estos fluidos son estables a altas temperaturas, son inertes a la contaminación química y pueden ser densificados después de ser ajustada la relación aceite-agua. El uso de los

fluidos de control de aceite y de emulsión inversa, requiere medidas de seguridad para protección del medio ambiente.

1.5.3. Fluidos neumáticos.

Aire seco. Aire seco es el medio ideal para obtener altos valores de velocidad de penetración. La capacidad de acarreo de los recortes depende de la velocidad anular. Su aplicación queda restringida por agujeros inestables, formaciones productoras de agua y factores económicos. Aunque la perforación con aire puede continuar en la presencia de flujo de gas, la posibilidad de explosiones en el agujero debidas a una mezcla crítica de gas-metano, es siempre una amenaza.

Niebla. La perforación con niebla es la perforación de aire seco con pequeñas cantidades de agua y surfactantes espumosos inyectados a altas velocidades en una corriente de aire. La niebla se puede usar para perforar áreas donde se encuentren pequeñas cantidades de agua de formación. Como con el aire seco, la capacidad de acarreo de la niebla depende únicamente de la velocidad anular. El peligro de una explosión subterránea es también obstáculo para la perforación con niebla.

Espuma. Los fluidos de control de espuma se elaboran inyectando agua y surfactantes espumosos, en una corriente de aire, creando una espuma viscosa. Las espumas estables se hacen inyectando un lodo conteniendo surfactantes espumosos a una corriente de aire.

La capacidad de acarreo de estos fluidos depende en mayor grado de la viscosidad del fluido que de la velocidad anular. Las espumas se utilizan cuando existen flujos débiles de las formaciones atravesadas. En comparación con el aire, la espuma ejerce una presión mayor que actúa sobre los fluidos de las formaciones.

Fluidos aireados. Los fluidos de control aireados se elaboran inyectando aire y una mezcla gelatinosa. Estos fluidos son usados para perforar formaciones de baja presión, donde el equipo superficial y de profundidad impiden el uso de aire o espuma y en ocasiones en zonas de pérdidas de circulación.

CAPITULO II.

Sistemas de baja densidad para intervenir zonas problemáticas.

Los fluidos de perforación de baja densidad son sistemas que se han venido empleando desde mediados del siglo pasado para perforar zonas de baja presión o formaciones desleznables con bajo nivel de consolidación, mismas que comúnmente son denominadas “zonas problemáticas”. Dada la naturaleza de ese tipo de formaciones, es difícil y en ocasiones imposible perforarlas con los fluidos de control convencionales.

El uso de fluidos de baja densidad es cada vez más frecuente en campos de Canadá, Estados Unidos, México y otras partes del mundo, debido a sus evidentes ventajas durante la perforación, terminación y reparación. Entre las ventajas más sobresalientes están:

- Aumento en ritmos de perforación.
- Disminución de consumo, y por consiguiente de costos, por materiales y aditivos químicos.
- Aumento en la vida útil de las barrenas.

Todo esto sin dejar a un lado la disminución en pérdidas de circulación y de daños a la formación.

2.1. Fluidos de baja densidad

Un fluido de control de baja densidad se define como un fluido cuya densidad es menor a la del agua, es decir, menor a 1 gr/cc y se diseñan específicamente para cada formación en particular que requiera menores presiones hidrostáticas para evitar pérdidas de circulación, minimizar el daño a la formación o evitar fracturas, siempre con la clara intención de aumentar considerablemente la productividad del pozo.

Los primeros fluidos de perforación utilizados fueron aire y gas, dando lugar con el paso del tiempo a las espumas y los fluidos de control aireados. Cada uno de estos sistemas con propiedades específicas según el tipo de formación. A continuación se hará una breve descripción de cada una, poniendo especial énfasis en las espumas, principio que rige a la formulación propuesta en el presente trabajo

2.2. Clasificación de los fluidos de perforación de baja densidad.

Los fluidos de perforación de baja densidad, al igual que los fluidos de perforación “convencionales”, se clasifican de acuerdo a su medio continuo. La clasificación general de estos tipos de fluidos se muestran en la Figura 4.

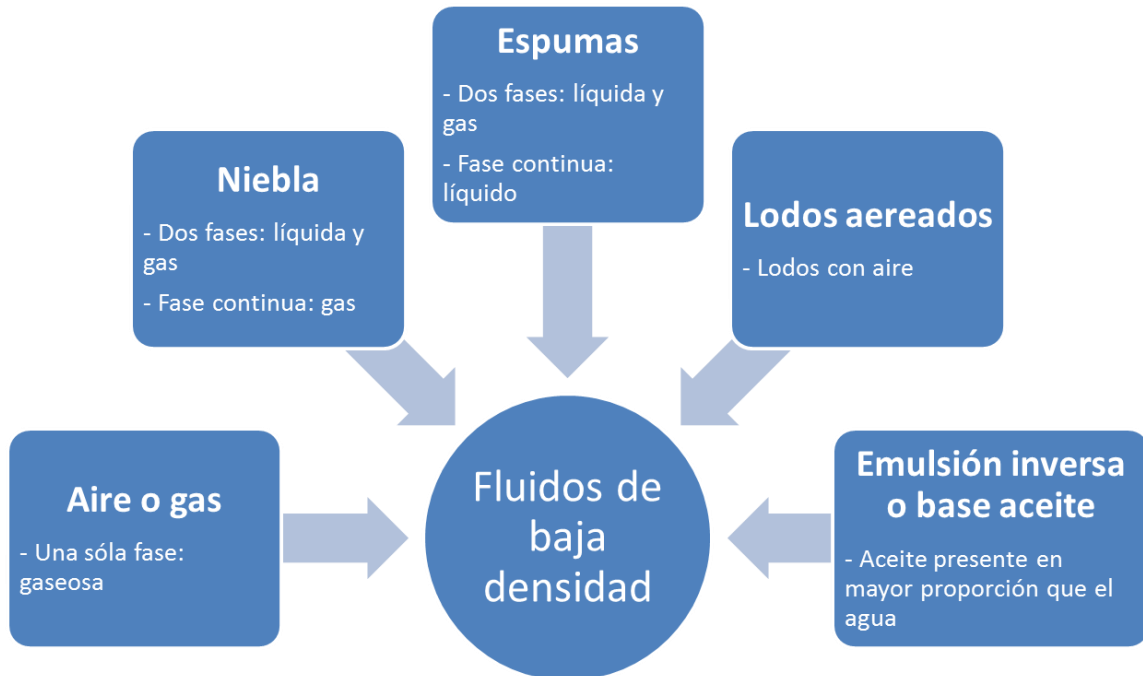


Figura 4. Clasificación de los fluidos de perforación de baja densidad acuerdo a su fase continua.

2.2.1. Perforación con aire.

En algunas ocasiones y bajo ciertas condiciones, como la ausencia de mantos acuosos, es posible perforar usando aire o gas como fluido de control. Para lograr llevar a cabo una operación de este tipo, es necesario que el fluido viaje a una velocidad que genere una presión suficiente para que los recortes viajen desde el fondo del pozo hasta la superficie, esto se consigue con el uso de compresores de aire que forzan el fluido hacia abajo.

En cualquier caso, se tiene que elaborar un sistema de perforación minucioso en base a la mayor cantidad de información geológica posible o por lo menos los siguientes puntos:

- Características litológicas de las formaciones por atravesar de acuerdo a etapas
- Correlaciones con pozos vecinos
- Zonas:
 - o Con derrumbes.
 - o Con pérdidas de circulación.
 - o De baja presión.
 - o Con flujo de agua.

Las ventajas de perforar con aire son:

Incremento en el ritmo de perforación: Este incremento se ha tratado de explicar de varias maneras, llegando a la conclusión de que se debe a la menor carga hidrostática que genera la columna de aire comparada con la de un fluido convencional. Liberar a la roca de esfuerzos verticales y axiales incrementa su capacidad para ser perforada. En numerosas pruebas de campo se ha demostrado que un aumento en la contrapresión sobre la roca disminuye en cierta medida la velocidad de penetración, lo cual confirma el efecto de la presión hidrostática sobre la velocidad de perforación y evidencian las ventajas económicas que esto genera.

Mayor vida de la barrena. Al enfriar con mayor eficacia la barrena, la perforación con aire disminuye el desgaste de la misma, lo cual reduce el número de viajes por cambio y, en consecuencia, los costos de perforación.

Identificación de zonas con contenido de hidrocarburos y obtención de núcleos: El aire evita la contaminación de los recortes que salen a superficie, por lo que bajo esas condiciones, éstos constituyen una buena fuente de información mientras se esté atravesando zonas con contenido de hidrocarburos. Por la misma razón, es posible obtener núcleos más confiables y con menores daños que caractericen mejor la formación.

Control de pérdidas de circulación: Dado que el aire genera una menor carga hidrostática, es posible atravesar zonas no consolidadas o altamente permeables, formaciones fracturadas o cavernosas, disminuyendo problemas de pérdidas de circulación.

Los problemas más recurrentes de la perforación con aire o gas son:

1. Insuficiente volumen de aire para la limpieza del pozo. Dado que se requiere mantener una velocidad del aire suficiente para que la limpieza del pozo sea óptima y debido a que conforme vamos avanzando el volumen requerido de aire es mayor, es necesario aumentar la presión y el gasto en superficie para mantener la velocidad necesaria de aire en el espacio anular y poder transportar los recortes a superficie.
2. Ensanchamiento del pozo. Uno de los problemas más serios durante la perforación con aire, debido a la erosión que se que ocasiona el aire sobre las paredes del pozo, al viajar a altas velocidades. Para disminuir este problema se debe trabajar con la velocidad mínima que permita el

desarrollo de la operación. De ahí la importancia de un programa hidráulico realizado con precisión.

3. Entrada de agua. Otro de los graves problemas que se presentan al perforar con aire. La entrada de agua en menor cantidad no representa un gran problema, ya que se puede aumentar el gasto de aire para desalojar el agua y así continuar perforando. Sin embargo, cuando la entrada de agua es mayor, puede generar problemas como derrumbes, aglutinamiento de recortes, pegaduras, corrosión, fuego o pistoneo en el pozo. En tal caso, es recomendable el uso de agentes espumantes o materiales obturantes que viajen en la corriente de aire con la intención de remover el agua del pozo.
4. Daño a la tubería de perforación. Problema presentado principalmente dada la exposición directa de la tubería al paso de los recortes de perforación, dado que la fricción aumenta el desgaste que ocurre por el choque continuo de los recortes con esta sección, principalmente en las juntas de la tubería. Una manera de disminuir este problema es el uso de lubricantes de presión extrema.
5. Fuego y explosiones dentro del pozo. Dado que al perforar con aire se tienen presencia de combustible y oxígeno, es probable generar fuego ante la presencia de una chispa o calor, condición que se debe evitar para prevenir un incendio. Una manera de generar la chispa es mediante el choque de las partes metálicas de la sarta con formaciones duras o abrasivas. Para prevenir estos problemas es común introducir nitrógeno a la corriente de aire para disminuir la presencia de oxígeno o cambiar el sistema aire por niebla o espuma

2.2.2. Perforación con niebla.

Esta técnica de perforación consiste en perforar utilizando un sistema de aire, agua y tensoactivos, donde el aire representa la fase continua, mientras que el agua con ayuda del tensoactivo, son la fase dispersa y están presentes en forma de gotas muy pequeñas.

La perforación con niebla generalmente es utilizada en situaciones donde la presencia de agua imposibilita el uso de simplemente aire y dificulta la adecuada limpieza del agujero. Para poder determinar la cantidad de agua y tensoactivo que habría de utilizarse durante este tipo de operaciones se deben tomar en cuenta factores como tipo de formación a perforar, profundidad y diámetro del pozo, cantidad y tipo de agua que penetra al pozo, presiones y temperaturas.

Uno de los problemas principales debido a la presencia de agua durante la perforación, ya sea producto de la aportación o por su presencia en el fluido de perforación, es la corrosión y la estabilidad del tensoactivo. Por tal motivo, es necesario agregar aditivos que permitan disminuir o prevenir la corrosión o que funcionen como estabilizador cuando se prevé la presencia de agua salada.

Otro problema común que se puede presentar es la limpieza inadecuada del pozo, esto puede deberse a un gasto insuficiente de aire. Es recomendable monitorear la cantidad de aire inyectado para asegurar que los recortes no se asienten y provoquen pegadura de tubería. Además, al igual que en la perforación sólo con aire, un gasto demasiado grande puede provocar derrumbes atrapando tuberías y ensanchamiento del pozo, lo cual reduciría la velocidad de circulación del fluido y por lo tanto la capacidad de acarreo y limpieza del pozo, provocando más problemas.

Perforar con niebla requiere mayor gasto de aire, principalmente porque la columna de aire en el anular es más pesada debido a la presencia de agua y se requiere mayor gasto para ser levantada. Además se requiere que la limpieza del pozo sea eficiente y finalmente se requiere mayor gasto debido a que se debe superar la velocidad de asentamiento de los recortes.

2.2.3. Perforación con lodo aireado.

El lodo aireado es un sistema en el que se le inyecta aire al lodo convencional base arcillosa con la intención de disminuir su densidad. Es común que se utilice cuando hay demasiada presencia de agua, mucha más de la que

pueda manejarse con espumas o perforación con aire. La cantidad de aire que requiere el lodo aireado depende de la densidad baja que se desee alcanzar.

Las ventajas de este sistema sobre el aire o espumas es que puede perforar zonas con mayor presencia de agua, ofrece mayor control del pozo ya que puede aumentarse su densidad con tan solo interrumpir la inyección de aire. Por otro lado, se disminuye el riesgo de fuego y explosión ante la presencia de agua en la mezcla, se obtienen pozos menos desviados y se obtienen muestras de núcleos más fácilmente.

2.2.4. Perforación con espumas.

Actualmente las espumas son utilizadas como fluido de control en operaciones de perforación, terminación y reparación de pozos petroleros. Se les llama espumas a los fluidos que tienen una fase líquida continua y una fase gaseosa en forma de burbuja atrapada en su interior. Las espumas tienen como característica ser de baja densidad por contener aire encapsulado, el cual se desprende fácilmente si el sistema no está estabilizado y soltar los sólidos, además de tener viscosidades altas, incluso mayores a las que tienen el líquido y el gas que la componen. La fase gaseosa es comúnmente aire, pero también es posible encontrar otros gases como el nitrógeno. Aún cuando la fase gaseosa en una espuma es aire, resulta improbable que una eventual combustión de los hidrocarburos pueda producirse durante la perforación, ya que la fase líquida es continua. Para generar espumas, es necesario contar con un surfactante o un agente espumante que refuerce las paredes de la burbuja y hagan posible el encapsulamiento estable. Generalmente, las espumas son una herramienta empleada en perforaciones bajo balance dada su baja densidad, sin embargo, en el presente trabajo se pretende aprovechar los beneficios del encapsulamiento de aire en un líquido, como es el agua de mar o salmueras, para perforar formaciones altamente fracturadas y depresionadas que requieren un fluido de baja densidad.

Al utilizar espumas como fluido de control, se han establecido algunas ventajas, las cuales se mencionan a continuación:

- Sus altas viscosidades permiten un mejor arrastre de recortes a superficie, sin embargo, no siempre es suficiente si no se tiene la presencia de propiedades tixotrópicas.
- Por su baja densidad permite perforar bajo balance o, como en nuestro caso, utilizarse en formaciones depresionadas para evitar pérdidas de circulación. Además, esta misma propiedad permite incrementar el ritmo de perforación.
- Las espumas presentan bajas velocidades de flujo en el espacio anular, lo cual permite disminuir la erosión de las paredes del pozo o de la tubería de perforación, siempre y cuando tengan capacidad de inhibición de formaciones problemáticas, propiedad que imparte el sistema diseñado.

Las espumas pueden ser ya sea acuosa o de tipo gel. La espuma acuosa tiene un mejor desempeño de limpieza y baja estabilidad, de 3 a 4 minutos de vida promedio, aproximadamente (2).

Hay varias maneras de formar una espuma. La primera es mezclar una solución surfactante a un flujo de gas el cual posteriormente se inyectará, junto con la fase líquida, directamente en la tubería de perforación. De esta manera, mientras las dos fases bajan por la tubería, se mezclan y llegan a la barrena en forma de espuma. Otra manera de formar la espuma es preparándola en superficie, esto se hace en un generador de espuma, donde se mezclan la fase gaseosa con el surfactante y con la fase líquida para después ingresarla a la tubería de perforación ya en forma de espuma. Para un mejor desempeño de las espumas como fluido de perforación, es necesario tener cuidado con las condiciones de circulación, sobre todo las presiones, ya que eso garantiza que funcione de manera óptima durante la operación.

Bayer et al y David and Marsden observaron un efecto pronunciado del deslizamiento de la espuma sobre la pared al incrementar el esfuerzo de corte y el diámetro del tubo para las espumas acuosas, sin embargo Mitchell no encontró deslizamiento (2). Las espumas acuosas se comportan como fluidos newtonianos

para calidades menores a 54%, como plásticos de Bingham para calidades mayores a 54%, para calidades mayores a 97% puede convertirse en niebla. Estos datos se pretenden comparar con los resultados de esta investigación.

Las espumas tienen varios aspectos considerados importantes en el momento de describirlas, tales como la forma de la burbuja, la calidad y la textura. Estos aspectos clasifican a las espumas y pueden darnos una idea de su capacidad y su estabilidad durante el proceso de perforación.

Las espumas pueden clasificarse de acuerdo a la forma de la burbuja. Podemos hablar de una espuma esférica o una espuma poliédrica si las burbujas contenidas son de forma esférica o poliédrica respectivamente. En general, una espuma esférica contiene una fracción líquida mayor que las espumas poliédricas, ya que las burbujas poliédricas se empaquetan mejor una con otra y por lo tanto reducen la cantidad de líquido presente entre una y otra. Existen varios factores que determinan la forma que adoptará la burbuja dentro de la fase líquida, por ejemplo, una espuma recién producida suele ser esférica. Otro aspecto a considerar es la calidad de la espuma, la cual puede describirse como la fracción de gas contenida, es decir, una espuma con una calidad del 65% es una espuma que contiene 65% en volumen de gas atrapado en 35% de líquido. La textura mientras tanto describe el tamaño y la distribución de las burbujas, una espuma fina tiene burbujas pequeñas y una espuma gruesa contiene burbujas grandes. Si combinamos estos tres conceptos anteriores, podemos decir que una espuma esférica tiende a ser fina y de baja calidad por contener más fase líquida entre sus burbujas, mientras que una espuma poliédrica suele ser gruesa, es decir, de burbujas grandes y, por lo tanto, también de alta calidad.

En algunas ocasiones nos podemos encontrar que la calidad de una espuma es tan alta que las burbujas se rompen y deja de ser una espuma para dar paso a 'niebla', es decir, la fase líquida deja de ser la fase continua y cede su papel a la fase gaseosa. No está definida con exactitud la calidad máxima que puede permitir una espuma para existir, depende mucho de la velocidad de corte y de la composición de la fase líquida. El límite inferior es más cuestión de

conceptos, algunos consideran que se trata de una espuma cuando el fluido alcanza una calidad aproximada de 55%, ya que es hasta este punto cuando las burbujas interactúan entre sí. Sin embargo, es hasta llegar a 75% de calidad cuando predomina la deformación de las burbujas adyacentes haciendo el fluido cada vez más viscoso al aumentar la calidad.

En general, todas las espumas son inestables, pero las finas esféricas suelen decaer más despacio que las gruesas poliédricas. Hay dos procesos que hacen que la espuma se rompa: el adelgazamiento de las paredes de la burbuja y el crecimiento de las grandes burbujas a expensas de las pequeñas. En el primer caso, las paredes se adelgazan y hacen que la burbuja se rompa. Esto sucede debido a la gravedad, ya que en reposo, la fase líquida tiende a irse al fondo y la fase gaseosa tiende a mantenerse en superficie, por lo tanto, mientras el líquido escurre hacia abajo, va adelgazando las paredes de la burbuja hasta provocar que se rompan. La agitación puede ser una buena alternativa para restablecer la estabilidad en las paredes de las burbujas cuando se trata de espumas esféricas, ya que en las poliédricas el efecto de la agitación puede resultar contrario. En el segundo caso, podemos encontrar que las burbujas más grandes ‘absorban’ a las más pequeñas. Esto puede explicarse de la siguiente manera: la presión dentro de la burbuja es lo que evita que el fluido la rompa, dicha presión es inversamente proporcional al tamaño de la burbuja. Por lo tanto, cuando una burbuja grande hace contacto con una pequeña, la presión dentro de la pequeña hace que el gas contenido se difunda por el líquido presente entre las dos, hasta que finalmente la burbuja más grande absorbe completamente a la más pequeña. Esto hace que la burbuja grande se vuelva más grande disminuyendo su presión en el interior y provocando su fácil destrucción. Para evitar cualquiera de estos dos problemas detallados anteriormente, se hace uso de surfactantes que hagan más resistentes las paredes de la burbuja o de aditivos que aumenten la viscosidad de la fase líquida para disminuir su resbalamiento hacia el fondo.

CAPÍTULO III.

Diseño, desarrollo y optimización de un sistema base agua de mar de baja densidad para intervenir formaciones depresionadas en áreas marinas.

Una vez descritos los diferentes sistemas de fluidos de perforación existentes y definida la problemática que se tiene al perforar formaciones marinas que presentan pérdidas de circulación, se procedió a caracterizar el comportamiento de sistemas comúnmente utilizados en este tipo de operaciones, con la intención de tener una referencia para el desarrollo del nuevo sistema. Se realizaron las pruebas con fluidos base agua convencionales y base aceite denominados de emulsión inversa de densidad media y baja, obteniendo resultados aceptables, pero que no cuentan con las propiedades suficientes en cuanto a densidades bajas, como en estos casos en los que la densidad va de 0.9 a 1 gr/cc, cuando lo requerido es por lo menos 0.5 a 0.7 gr/cc para aplicarse en zonas altamente fracturadas con pérdidas de circulación, lo que implica incapacidad para reducir los problemas operacionales que frecuentemente se presentan.

A continuación se detallan los resultados obtenidos de las pruebas que se aplicaron a los fluidos de diseño para seleccionar aquellos que presentaran mayor resistencia a la presión y a la temperatura y que cumplieran con el requisito de densidades menores de 0.7 gr/cc y que inhibieran formaciones lutíticas deleznable y gases divalentes.

3.1. Análisis comparativo inicial

Para poder establecer un patrón de comportamiento, se realizó un análisis tomando como base fluidos de control tradicionales que han empleado agua de mar, polímeros, barita y medios alcalinizantes, los cuales se han venido reportando con buena capacidad de acarreo y suspensión, para limpiar el agujero, ya que han sido de los materiales más empleados a nivel mundial.

Partiendo del antecedente de que el polímero más utilizado es el polímero XC ya que ha sido un buen viscosificante en agua de mar, se procedió a igualar las capacidades de acarreo y suspensión que tiene este sistema, XC-aguade mar-barita, con un sistema convencional de emulsión inversa, lo cual nos llevaría posteriormente a un sistema de baja densidad sin el efecto densificante. Por tal motivo se hicieron las siguientes pruebas de selección.

El procedimiento que se utilizó para obtener la formulación propuesta para este fluido base agua de mar de baja densidad fue realizando pruebas y midiendo sus propiedades en el laboratorio basándonos en la estabilidad y el comportamiento reológico y tixotrópico de diferentes mezclas piloto que iban desde las más sencillas hasta llegar, una vez obtenidas las propiedades necesarias, a las más completas. Los instrumentos que se utilizaron son el viscosímetro Fann 35 para medir los parámetros reológicos y la balanza de fluidos de control para medir su densidad. Para densidades fuera del rango de la balanza, como era las menores a 0.7 gr/cc, se utilizó la relación entre masa y volumen.

A partir de los datos arrojados por dichos instrumentos se ha analizado el comportamiento que tendrían a diferentes temperaturas, con presencia de gases tóxicos y al exponerlo con muestras de formación.

En general, el procedimiento empleado para alcanzar una formulación que en laboratorio cumpliera con características similares de fluidos convencionales, se muestra en la figura 5.



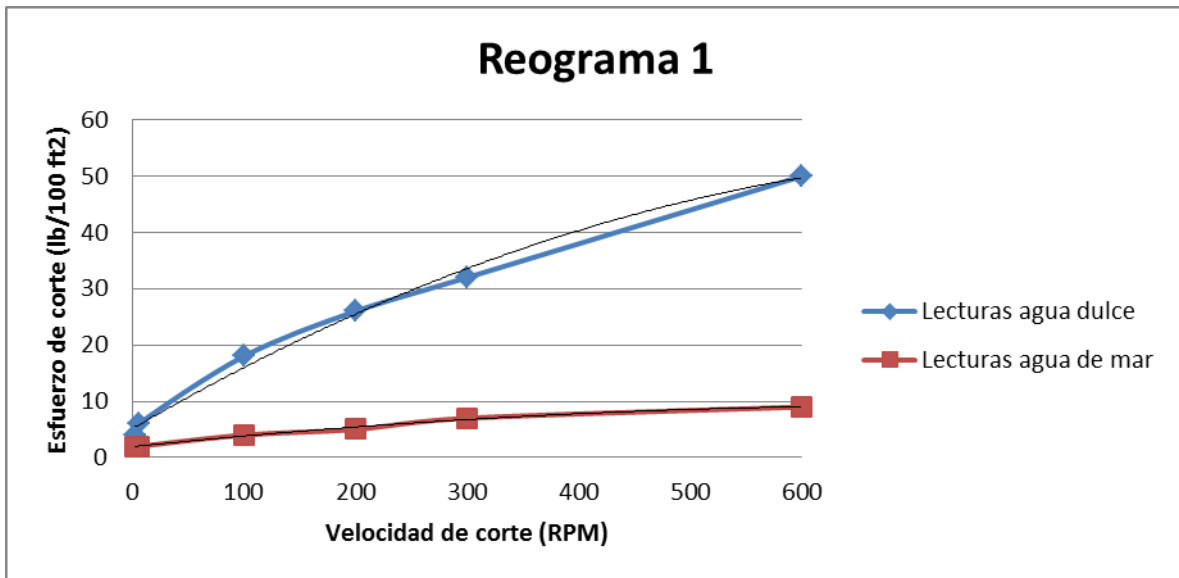
Fig. 5. Esquema general del procedimiento en busca de la formulación óptima.

3.1.1. Primeras pruebas reológicas

Las primeras pruebas se realizaron con los dos tipos de agua, dulce y de mar, para poder comparar los comportamientos en ambos sistemas. Lo primero que se utilizó fue una mezcla de agua con Polímero XC. Debido al conocido poder viscosificante del Polímero XC, se decidió probar una concentración de 0.8% y observar qué sucedía. Los resultados se detallan en la Tabla 1 y Gráfica 1:

Velocidad (RPM)	Lecturas agua dulce (lb/100 ft ²)	Lecturas agua de mar (lb/100 ft ²)
600	50	9
300	32	7
200	26	5
100	18	4
6	6	2
3	4	2

Tabla 1. Lecturas del viscosímetro para sistemas con polímero XC, concentración 0.8%.

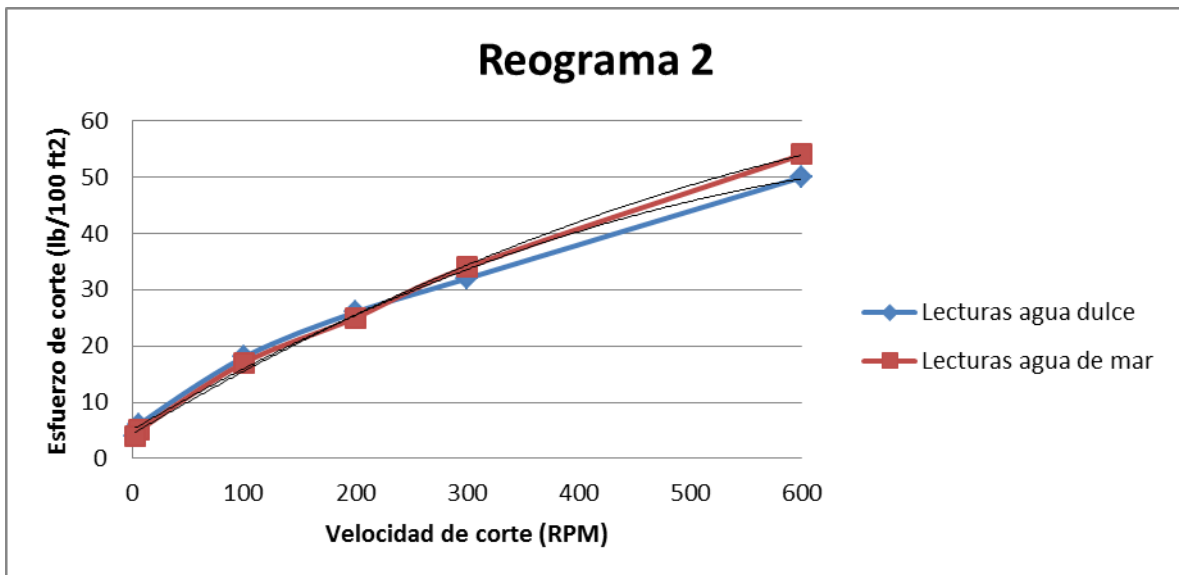


Gráfica 1. Lecturas del viscosímetro para sistemas con polímero XC, concentración 0.8%.

Como podemos observar, en el agua dulce el Polímero XC mostró su poder viscosificante mientras que en el agua de mar no tuvo un efecto considerable sobre la viscosidad, de hecho su aspecto y lecturas eran similares a las del agua sin Polímero XC. Se han realizado muchos experimentos con la presencia de cationes de calcio y magnesio, similares a las presentes en el agua que usamos en los experimentos, pero ninguno de ellos han mostrado formación de gel de forma natural (3). Ante esta situación se consideró aumentar un poco más la concentración del polímero en agua de mar para confirmar la necesidad de mayores concentraciones para igualar el comportamiento que se obtuvo en agua dulce en la primera prueba. Se procedió entonces a tomar las lecturas del viscosímetro aumentando gradualmente la cantidad de Polímero XC agregado y la concentración final en la que se obtuvo mayor similitud fue de 2.5%. Las lecturas obtenidas se muestran en la Tabla 2 y Gráfica 2.

Velocidad (RPM)	Lecturas agua dulce, al 0.8% (lb/100 ft ²)	Lecturas agua de mar al 2.5% (lb/100 ft ²)
600	50	54
300	32	34
200	26	25
100	18	17
6	6	5
3	4	4

Tabla 2. Lecturas del viscosímetro para sistemas agua dulce y agua de mar con polímero XC, concentración 0.8% y 2.5% respectivamente



Gráfica 2. Lecturas del viscosímetro para sistema agua de mar con polímero XC, concentración 2.5%.

Como puede observarse, la gráfica da un comportamiento similar al de la mezcla agua dulce-Polímero XC al 0.8%, ajustándose mejor al modelo de plástico de Bingham.

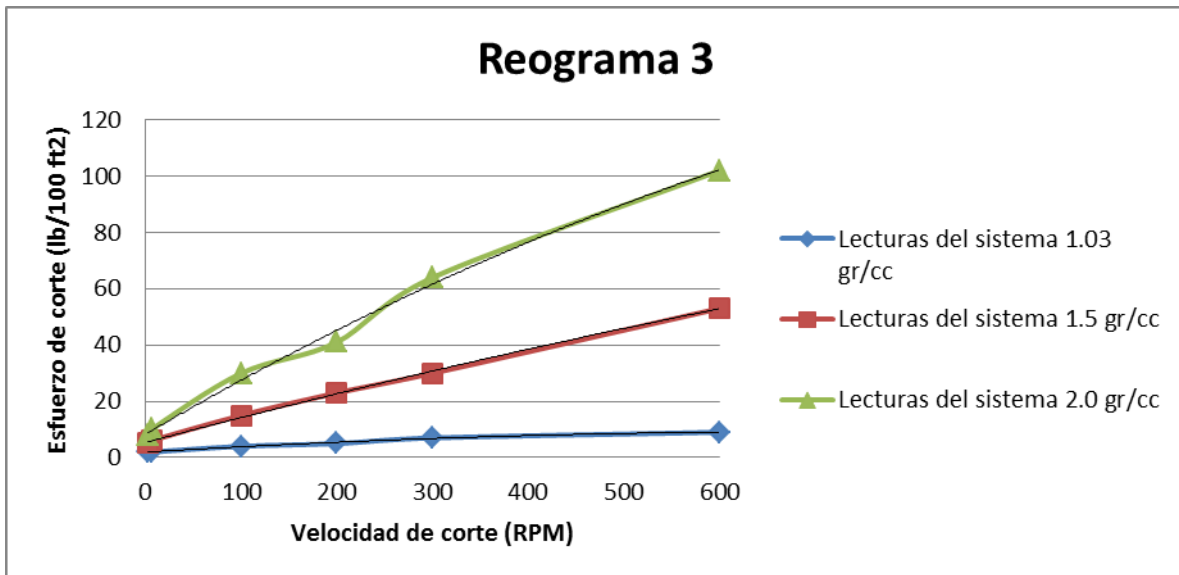
Una vez establecido que el agua de mar necesita una concentración mayor de Polímero XC para poder aumentar su viscosidad, se procedió a agregarle también un densificante. La razón por la que en este punto procedimos a densificar el fluido es que antes de definir la formulación para bajas densidades, fue necesario igualar comportamientos a densidades medias, esto para llevar una secuencia que permitiera obtener resultados más precisos evitando pruebas e iteraciones que pudieran resultar innecesarias.

Se utilizó barita para darle peso y se tomaron lecturas a densidades de 1.03, 1.5 y 2.0 gr/cc. Al medir la densidad de la mezcla agua-Polímero XC sin agregar densificante, se obtuvo el valor de 1.03 gr/cc lo cual está muy cerca de la densidad del agua sin polímero XC, lo que nos hace pensar que la polímero XC no proporciona peso, sólo viscosidad. Las lecturas a una densidad de 1.03 gr/cc ya se tienen y son aquellas que se mostraron anteriormente. A partir de aquí y para las densidades restantes, se utilizó solamente el agua de mar, dejando por lo pronto a un lado las pruebas con agua dulce. Primero se densificó con barita la mezcla al 2.5% de agua de mar-polímero XC, la cual mostró un incremento muy grande en su viscosidad a simple vista, por lo que no pudimos elevar la densidad hasta 1.5 gr/cc, nos detuvimos cuando apenas alcanzábamos 1.3 gr/cc y las lecturas del viscosímetro Fann se dispararon. Por tal motivo se densificó la mezcla de concentración 0.8% que analizamos en un principio, la cual como se recordará mostraba un comportamiento muy parecido al agua sin polímero. Al densificar, se pudo observar a simple vista que la viscosidad aumentó considerablemente tal como en el caso anterior, pero debido a la baja concentración de Polímero XC, fue posible elevar su densidad a 1.5 y 2.0 gr/cc y obtener lecturas del viscosímetro Fann. Los resultados se muestran en la Tabla 3 y Gráfica 3:

Agua de mar con polímero al 0.8%

Velocidad (RPM)	Lecturas del sistema 1.03 gr/cc (lb/100 ft ²)	Lecturas del sistema 1.5 gr/cc (lb/100 ft ²)	Lecturas del sistema 2.0 gr/cc (lb/100 ft ²)
600	9	53	102
300	7	30	64
200	5	23	41
100	4	15	30
6	2	6	10
3	2	5	8

Tabla 3. Lecturas del viscosímetro para el sistema agua de mar con polímero XC, concentración 0.8%, sin densificar y densificado con barita a 1.5 y a 2.0 gr/cc.



Gráfica 3. Lecturas del viscosímetro para el sistema agua de mar con polímero XC, concentración 0.8%, densificado con barita a 1.5 y a 2.0 gr/cc.

Después de estas pruebas en el viscosímetro, se concluyó que la concentración óptima de Polímero XC debería ser 0.8% en peso en lugar de 2.5% como se había concluido anteriormente. En pruebas previas vimos que no hubo mucha variación de viscosidad cuando se agregó 0.8% de Polímero XC al agua de mar, pero cuando se le agrega barita a esta misma, entonces se hace notar la presencia de la Polímero XC en la mezcla aún cuando aparentemente la concentración es baja.

Se ha demostrado que el polímero XC diluido en agua con contenido de sal, como el cloruro de sodio, NaCl, o el cloruro de calcio, CaCl₂, muestra mayor estabilidad a temperaturas de hasta 120°C (6). Basados en lo anterior, continuamos con el diseño del fluido propuesto.

Como siguiente paso, procedimos a alcalinizar debido a que los fluidos de perforación deben mantenerse en un pH entre 9 y 10, para lograrlo se emplearon dos materiales alcalinizantes, uno divalente, cal hidratada y otro monovalente, hidróxido de sodio, sosa. En esta ocasión se realizó la prueba tanto en agua dulce como en agua de mar empleando concentraciones de Polímero XC al 0.8%, obteniendo los siguientes resultados:

Cuándo se realizó la prueba alcalinizando el sistema agua de mar-Polímero XC con sosa, ésta no se solubilizó lo que indicó su incompatibilidad con el sistema.

El lodo altamente viscoso que resultó al agregar barita a la mezcla de 2.5% de Polímero XC, se utilizó para hacer una prueba visual muy sencilla. Antes de desecharlo, se tomó una muestra de este lodo y se le agregó un poco de cal. Al mezclar esto, pudimos observar cómo la cal absorbía parte del agua contenida en el lodo, dejando como resultado grumos que dado el caso, no podrían bombearse. El aspecto era el de una mezcla de arena con arcilla y muy seca, ya que el agua había sido absorbida por la cal. Ante esta situación se propuso agregar un poco de dispersante sulfonado que ‘encapsuló’ las moléculas de agua y evitó que fueran absorbidas por la cal, manteniendo así la fluidez necesaria para el objetivo final.

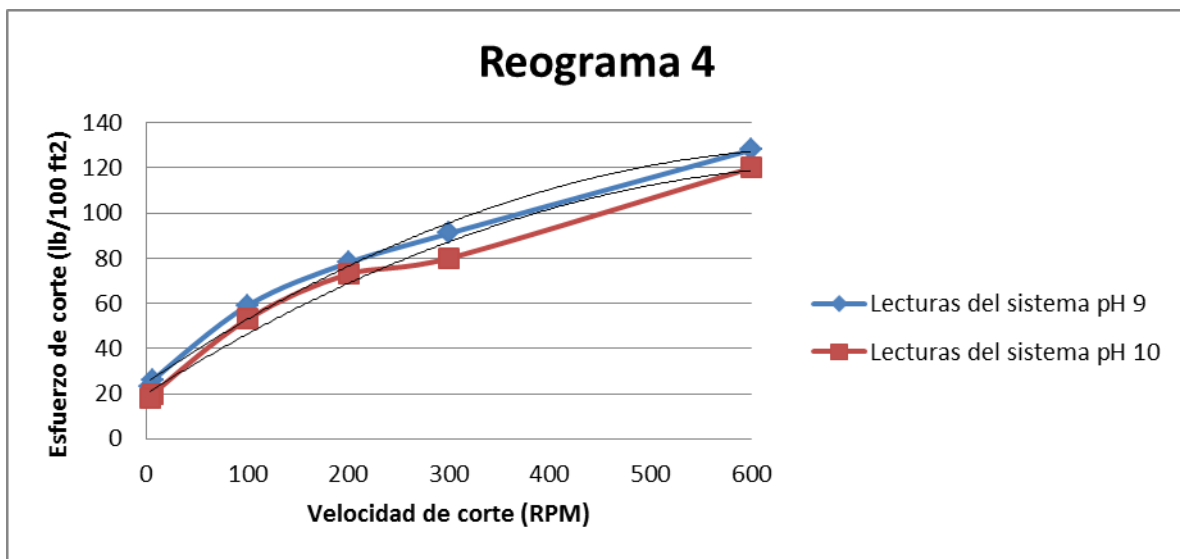
Una vez hecha esta observación, se decidió que la forma de alcalinizar el lodo sería con cal, no sin antes haber agregado el dispersante. Por lo tanto, procedimos a la siguiente prueba, agregando los componentes del lodo, hasta ahora propuestos, en el siguiente orden: primero agregamos Polímero XC al agua (dulce o de mar) y dejamos mezclando 5 min; después agregamos la barita y dejamos mezclando aproximadamente 15 minutos, debido a la gran cantidad de densificante que se necesita, ya que en pruebas anteriores un menor tiempo de agitación provocaba que no se mezclaran bien los componentes; el siguiente componente es el dispersante y finalmente la cal como alcalinizante, en pequeñas proporciones dado que estamos haciendo muy poco volumen de lodo y en partes iguales. Para estas pruebas se utilizó el sistema de densidad 1.5 gr/cc ya que estábamos buscando una densidad media que después pudiera servir de base para disminuir su densidad. Los resultados agregando dispersante y alcalinizante al sistema mencionado se muestran en la tabla 4 y gráfica 4.

Agua de mar con polímero al 0.8%, densidad 1.5 gr/cc

Velocidad (RPM)	Lecturas del sistema pH 9 (lb/100 ft ²)	Lecturas del sistema pH 10 (lb/100 ft ²)
600	128	120
300	91	80
200	78	73
100	59	53
6	26	20
3	23	18

Tabla 4. Lecturas del viscosímetro para el sistema agua de mar con polímero XC, concentración 0.8%, densificado a 1.5 gr/cc y alcalinizado a pH 9 y 10.

Como se muestra en los resultados, agregando más cal que dispersante obtenemos un pH más elevado, en este caso de 10, pero los grumos aún siguen presente, por eso se consideró necesario agregar dispersante y cal en partes iguales y, aunque en esas cantidades nos da un pH de 9, la presencia de 'grumos' fue mínima.



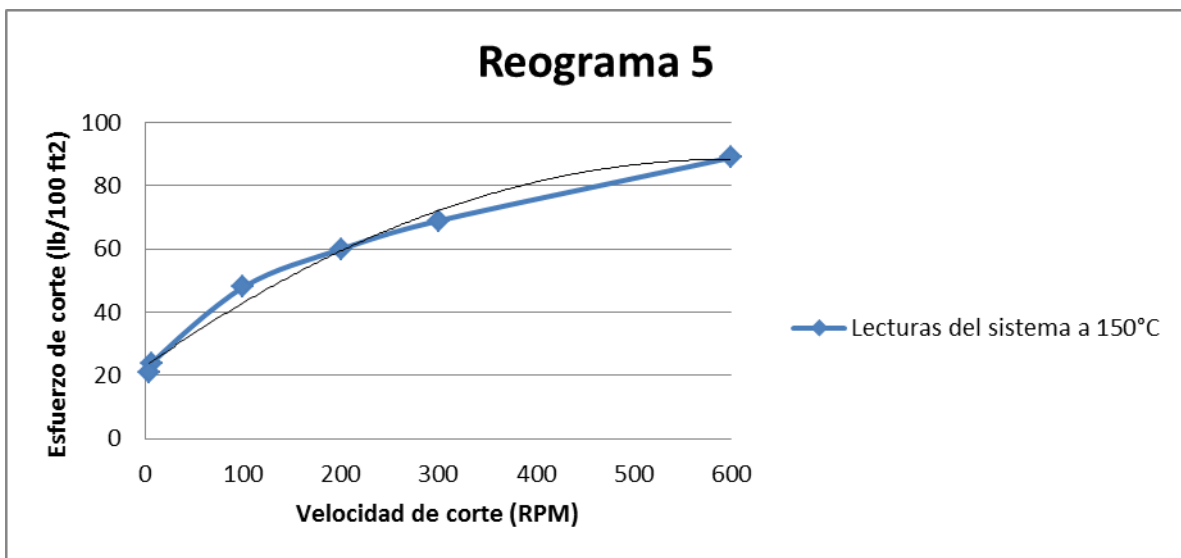
Gráfica 4. Lecturas del viscosímetro para el sistema agua de mar con polímero XC, concentración 0.8%, densificado con barita a 1.5 y alcalinizado a pH 9 y 10.

A este mismo sistema densificado con barita y alcalinizado con cal se le sacaron también lecturas con el viscosímetro Fann, aplicándole temperatura, con la ayuda de una termocopa. La temperatura se elevó a 150°F (50°C) y los resultados se muestran en la tabla 5 y gráfica 5:

Agua de mar con polímero al 0.8%, densidad 1.5 gr/cc, pH 9

Velocidad (RPM)	Lecturas del sistema a 150°C (lb/100 ft ²)
600	89
300	69
200	60
100	48
6	24
3	21

Tabla 5. Lecturas del viscosímetro para el sistema agua de mar con polímero XC, concentración 0.8%, densificado a 1.5 gr/cc y alcalinizado a pH 9 a 150°C.



Gráfica 5. Lecturas del viscosímetro para el sistema agua de mar con polímero XC, concentración 0.8%, densificado con a 1.5 y alcalinizado a pH 9 a 150°C.

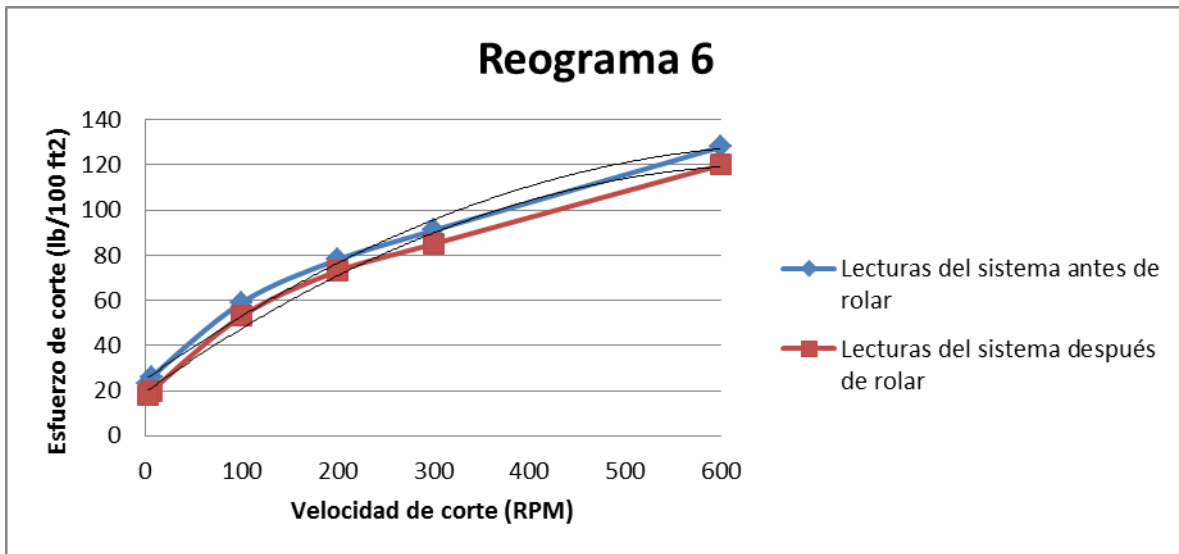
Como se puede observar al elevar la temperatura, las lecturas del viscosímetro disminuyen. Esto es algo que debemos tomar en cuenta para las decisiones posteriores.

Ahora nos toca revisar la estabilidad a la temperatura de este sistema con los materiales que hasta el momento hemos decidido agregar. Para poder revisar este punto es necesario preparar el sistema a las condiciones que arriba se comentan y meterlo a un horno de rolado a una temperatura de 150°C durante 18 hrs. Antes de que las celdas con fluido entren al horno, hemos tomado nuevamente las lecturas del viscosímetro para tener una referencia y comparar con los resultados que se obtengan del lodo después de salir del horno. Los datos antes y después de rolar se detallan en la tabla 6 y gráfica 6:

Agua de mar con polímero al 0.8%, densidad 1.5 gr/cc, pH 9

Velocidad (RPM)	Lecturas del sistema antes de rolar	Lecturas del sistema después de rolar
600	128	120
300	91	85
200	78	73
100	59	53
6	26	20
3	23	18

Tabla 6. Lecturas del viscosímetro para el sistema agua de mar con polímero XC, concentración 0.8%, densificado con barita a 1.5 y alcalinizado a pH 9 antes y después de rolar.



Gráfica 6. . Lecturas del viscosímetro para el sistema agua de mar con polímero XC, concentración 0.8%, densificado con barita a 1.5 y alcalinizado a pH 9 antes y después de

De acuerdo a los resultados se concluyó que la temperatura disminuyó los valores de viscosidad, por lo tanto, las lecturas en el viscosímetro, disminuyeron. Estos comportamientos permitieron concluir que el sistema resistió el efecto de la temperatura, sin embargo se buscó que el comportamiento reológico no disminuya demasiado sobre todo en los sistemas de baja densidad carentes de material densificante.

Por la experiencia hasta ahora obtenida después de realizar varias pruebas con diferentes materiales en diferentes proporciones, es importante mencionar que el tiempo de mezclado es un factor que determina en gran medida la calidad de las propiedades de los fluidos generados, por lo que éste debe ser el suficiente para que se integren bien todos los componentes.

Un detalle que podemos mencionar de estos resultados es que en los fluidos de agua dulce densificados, los grumos no desaparecieron por completo con esas proporciones de dispersante y cal seleccionadas para el agua de mar, de hecho aún podían percibirse a simple vista en el fluido, mientras que en el agua de

mar se comportó de la misma manera que las veces anteriores, la cantidad de 'grumos' era mínima.

3.2 Diseño del sistema de baja densidad base agua de mar

Partiendo de la obtención de un fluido de perforación de densidad de 1.5 gr/cc, a base de agua de mar con propiedades reológicas y tixotrópicas requeridas para su uso operacional, se procedió a la disminución de su densidad para alcanzar el objetivo planteado.

La opción que se tomó en cuenta en primer lugar para disminuir la densidad fue el diesel, el cual se emulsionó con el agua de mar, dando como resultado una densidad mínima de 0.9 gr/cc, es decir, no alcanzó los niveles de baja densidad deseados. Se aumentó entonces la cantidad de diesel añadida para disminuir más la densidad generando una emulsión inversa, pero no se logró la integración de los materiales y aditivos, incluso hubo separación de las fases previamente integradas. Después de realizar estas pruebas de compatibilidad se determinó que el diesel no sería una opción para obtener una propuesta de formulación efectiva.

Como segunda opción se decidió hacer uso de tensoactivos que generaran burbujas esféricas pequeñas encapsuladas y dispersadas dentro del sistema integrado por agua de mar-polímero XC alcalinizado. De esta manera se garantizaría la disminución de la densidad una vez comprobada la compatibilidad entre materiales y aditivos.

Posteriormente, se llevó a cabo la selección de los sistemas cuyas propiedades reológicas y tixotrópicas presentaran semejanza con el sistema densificado a 1.5 gr/cc. para continuar buscando su estabilidad a la acción de la presión y temperatura.

3.2.1. Pruebas de laboratorio en busca de formulación óptima

Para lograr la formulación óptima que permitiera generar un fluido de perforación con las características deseadas, es decir, con valores de viscosidad

que garantizaran su capacidad de acarreo, valores de densidad por debajo de 0.8 gr/cc para aplicarse en formaciones depresionadas, capacidad inhibitoria de gases tóxicos como CO₂ y H₂S y resistencia a altas presiones y temperaturas, fue necesario realizar numerosas pruebas que en general consistían en lo siguiente y que, además, se ilustran en la figura 6:

1. Determinar los materiales y aditivos que pudieran proporcionar al fluido las características buscadas.
2. Comprobar, a través de pruebas de laboratorio, la compatibilidad entre ellos, determinando de esta manera la cantidad y orden de mezclado óptimos para la obtención del fluido buscado.
3. Rolar en horno por 18 horas la formulación obtenida para observar su comportamiento a altas presiones y temperaturas.
4. Determinar los valores reológicos y tixotrópicos antes y después de haber sometido la muestra a altas presiones y temperaturas.
5. Finalmente, concluir si la formulación es la adecuada con base en los resultados de las pruebas anteriores.

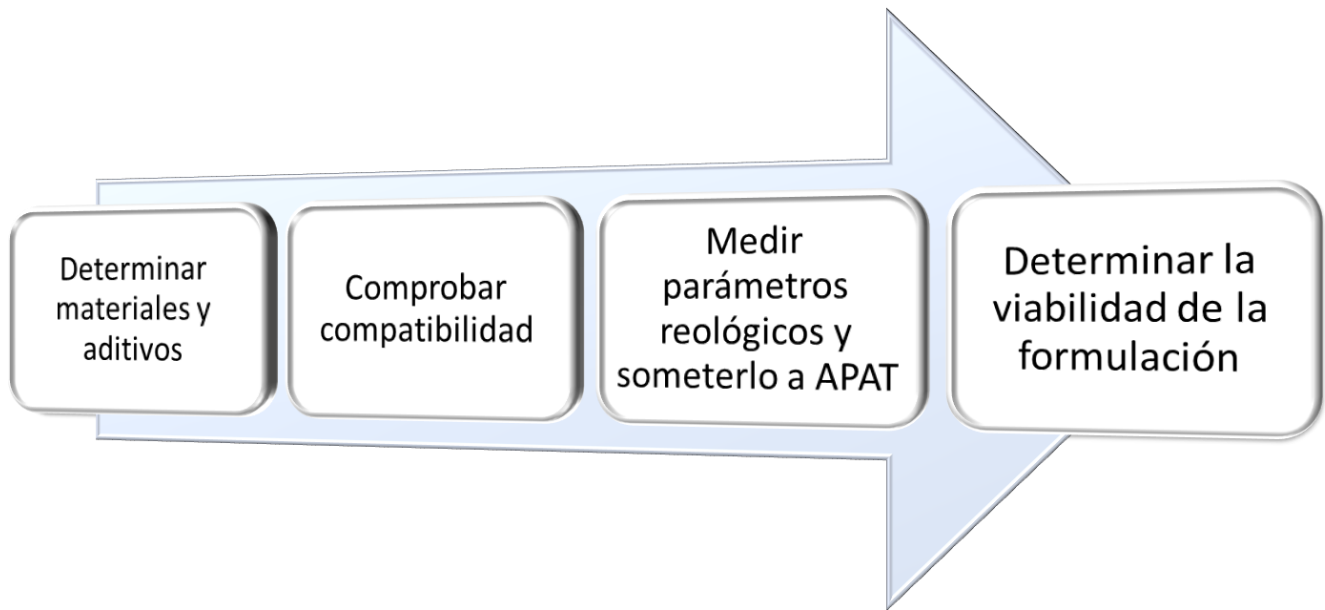


Figura 6. Diagrama descriptivo del procedimiento empleado para obtener la formulación óptima para el sistema buscado: estable, de baja densidad y con capacidad inhibitoria.

Alcanzar la formulación final requirió de muchas pruebas y análisis en laboratorio que incluyeron variaciones en los materiales, los cuales, a pesar de tener la misma función, generaban efectos distintos cuando se integraban con el resto. De igual forma, incluyeron cambios en las proporciones y orden de agregación, lo cual también influyó en los resultados, de tal forma que al obtener buenos resultados con unos o con otros, se buscó que la combinación de todos favorecieran los valores de las propiedades reológicas y tixotrópicas del fluido hasta alcanzar un comportamiento similar al obtenido con el fluido de densidad media mencionado anteriormente, de 1.5 gr/cc, hecho también a base de agua de mar.

Los materiales utilizados a lo largo de las numerosas pruebas hechas a nivel laboratorio, y de donde posteriormente saldría la formulación final, se detallan en la Tabla 7:

Base del fluido	Dispersante	Encapsulador de aire	Inhibidor de formaciones	Reductor de densidad
Agua de mar	Lignitos	Celulosa	Cal	Espumante
	Cloratos	Polímero XC	Sales	Nonilfenol
		Dextrina	Sosa	Diesel
				Jabón

Tabla 7. Lista de materiales utilizados en diferentes proporciones y órdenes de agregación durante la búsqueda de la formulación óptima del sistema deseado.

De estos y otros materiales, se realizaron infinidad de combinaciones con la única intención de lograr obtener un fluido con densidades bajas, base agua de mar y con capacidad inhibitoria de lutitas y gases tóxicos que, además, fuera resistente a altas presiones y temperaturas.



(A)



(B)

Imagen 1. Aspecto físico de las formulaciones generadas en laboratorio con diversos materiales a diferentes concentraciones y órdenes de agregación (A) y acercamiento de una de ellas (B).

De todas las pruebas, podemos mencionar los resultados de algunas de ellas y mostrar como poco a poco se avanzó hacia la formulación final. En un principio, y como ya se mencionó anteriormente, las formulaciones que incluían diésel no fueron satisfactorias, independientemente de la cantidad empleada, del orden de agregación y del emulsificante utilizado. En una de las pruebas, por ejemplo, al utilizar diésel para disminuir la densidad del lodo, logramos alcanzar hasta 0.75 gr/cc, sin embargo, al someterlo a altas temperaturas, las fases se separaban elevando la densidad del fluido a niveles de hasta 1.15 gr/cc. Se realizaron varias pruebas sin éxito, lo cual nos llevó a confirmar que el diésel no era una buena opción como reductor de densidad del fluido.

Debido a lo anterior, se decidió utilizar un tensoactivo para reducir la viscosidad encapsulando aire por medio de la agitación. El aditivo que lograba esto era un espumante de la familia de los fenoles, el cual permitía alcanzar valores de densidad de hasta 0.4 gr/cc, sin embargo, fue difícil conservar la espuma (aire encapsulado) por mucho tiempo.



(A)



(C)



(B)

Imagen 2. Muestra de fluido justo después de su elaboración (A y B), comparado con su aspecto 24 hrs después.

Aún con el considerable descenso del valor de la densidad, al dejar el fluido en reposo, las burbujas de aire se liberaban aumentando éste hasta valores desde 0.7 gr/cc hasta más de 1 gr/cc, lo cual seguía siendo un inconveniente. El valor de la viscosidad, según las pruebas del viscosímetro FANN 35, eran cualitativamente altas, algunas incluso superaban la capacidad del aparato en los fluidos de generación reciente, pero los valores disminuían con el tiempo de espera del fluido en reposo (ver imagen 2).

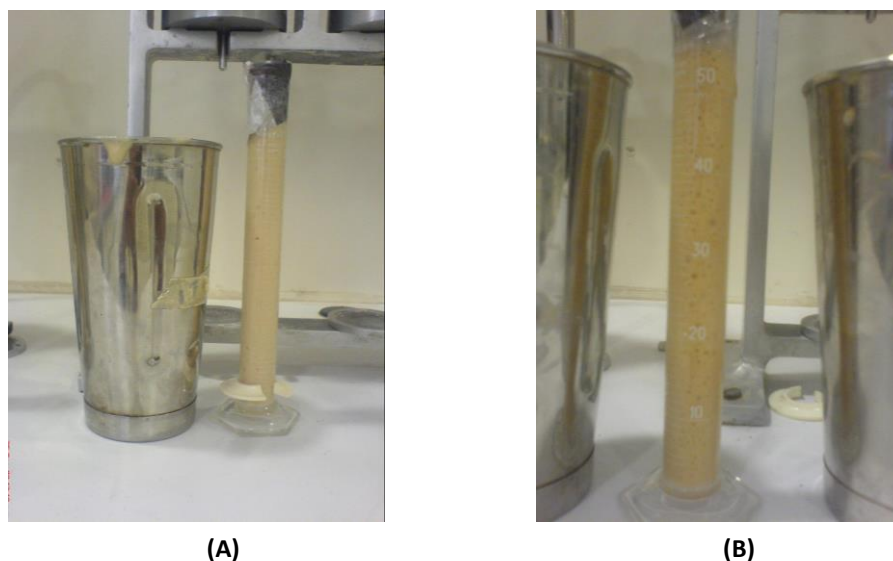


Imagen 3. Ejemplos de fluidos justo después de su elaboración (A), comparado con su aspecto 24 hrs después (B) en el que se muestra estabilidad de fases.

Dado que según la formulación del fluido base agua de mar de densidad media (1.5 gr/cc) obtenido en las primeras pruebas, incluía cal como inhibidor de gases y sal como inhibidor de formaciones problemáticas, se decidió seguir esta línea, utilizando esos mismos materiales para lograr una espuma estable y con características similares, tal y como se estaba buscando. Al variar concentraciones y órdenes de agregación se consiguió una formulación estable a condiciones ambientales y con valores reológicos altos, lo cual garantiza su capacidad de acarreo. Ejemplos de estas formulaciones estables a temperatura ambiente y que conservan su espuma se muestran en la imagen 3.

La formulación final con la que se consiguieron los fluidos más estables lo anterior incluían los materiales y aditivos que mencionan en la tabla 8:

Materiales y aditivos
Agua de mar (medio portador)
Dispersante a base de lignitos
Sales
Cal
Celulosa modificada
Espumante
Polímero XC

Tabla 8. Lista de materiales utilizados en diferentes proporciones y órdenes de agregación durante la búsqueda de la formulación óptima del sistema deseado.

Esto nos llevó a concluir que eran esos los materiales que deberían utilizarse para elaborar el fluido deseado. Ahora, el objetivo era que con estos materiales y aditivos se consiguiera un fluido estable, no sólo a temperatura ambiente y en el tiempo, sino resistente a altas presiones y temperaturas.

Para lograr esto fue necesario realizar otras tantas pruebas, variando concentraciones y órdenes de agregación según los indicios obtenidos de las mismas pruebas de laboratorio y la experiencia obtenida hasta ese momento. En algunos casos, se intentó agregar los materiales o aditivos en dos momentos distintos al generar la formulación y se tuvo especial cuidado en el tiempo de agitación. Después de todas las pruebas mencionadas y de someter cada una de ellas al horno rolator por 18 hrs pudimos descartar las formulaciones que no dieron buenos resultados y definir aquellas que mantuvieron sus propiedades aún ante la presencia de presión y temperatura (ver imagen 4).

De las formulaciones que resistieron a temperatura ambiente y después del rolado, se tomaron las lecturas en el viscosímetro FANN 35 para obtener sus valores de viscosidad, mismas que resultaron satisfactorias. De todas ellas, se tomó la que tenía mejor aspecto y resultados óptimos según nuestros requerimientos, quedando la formulación, concentraciones y orden de agregación finales como se detalla en la Tabla 9:

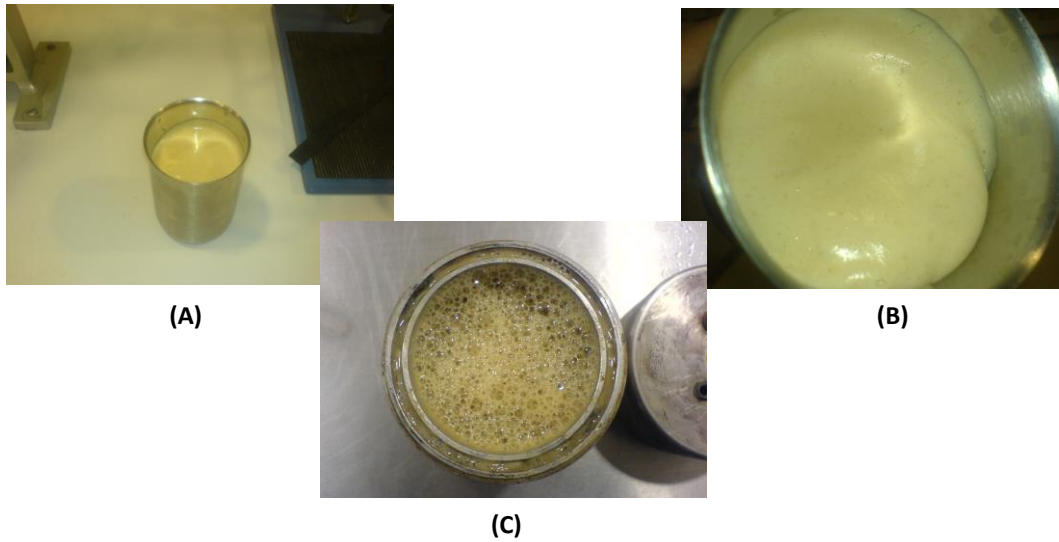


Imagen 4. Imágenes de una de las formulaciones más estables antes (A y B) y después de rolar (C).

Orden de consecutivo de agregación	Materiales y aditivos	Concetración
1	Agua de mar	
2	Sales	45-50 kg/m ³
3	Polímero XC	10-15 kg/m ³
4	Dispersante a base de lignitos	5-7 kg/m ³
5	Cal	5-7 kg/m ³
6	Celulosa modificada	5-8 kg/m ³
7	Espumante	25-30 Kg/m ³
8	Polímero XC	8-10 kg/m ³

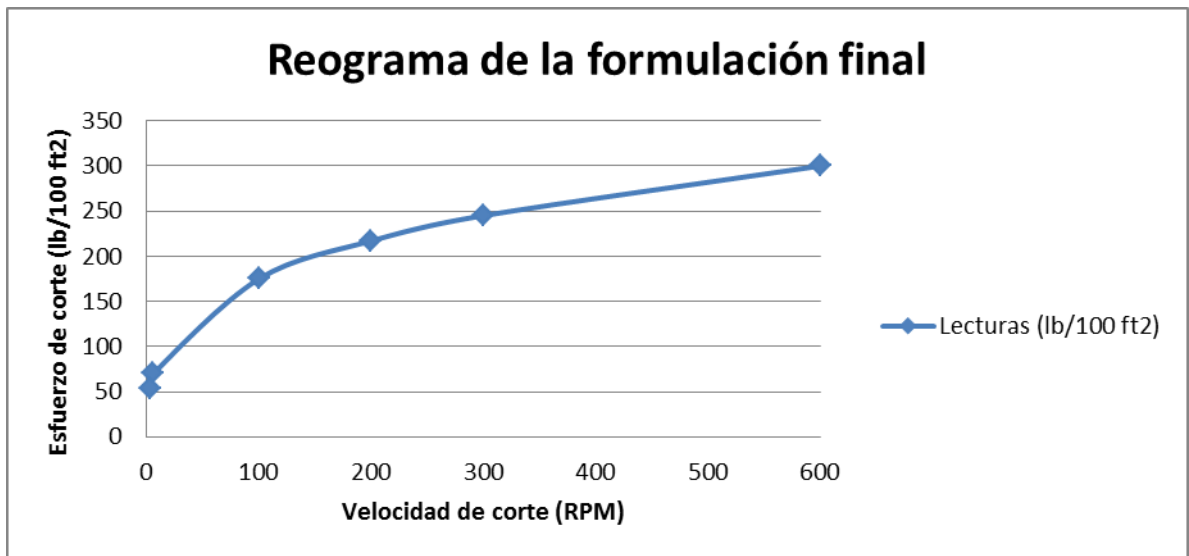
Tabla 9. Formulación, concentraciones y orden de agregación finales de la propuesta de fluido de perforación de baja densidad.

La formulación anterior alcanzó valores de densidad de al menos 0.40 gr/cc antes de rolar y no superó los 0.70 gr/cc después de rolar.

Los datos reológicos y tixotrópicos que arroja el viscosímetro fann al analizar el lodo que se está diseñando se detallan en la tabla 10 y gráfica 7:

Formulación final	
Velocidad (RPM)	Lecturas (lb/100 ft ²)
600	300
300	245
200	217
100	175
6	70
3	53
10 seg	53
10 min	53

Tabla 10. Lecturas del viscosímetro de la formulación final, densidad 0.40 gr/cc aprox.



Gráfica 7. Lecturas del viscosímetro de la formulación final, densidad 0.40 gr/cc aprox. Estable a 120- 150°C.

Después de rolar esta formulación, las fases se mantienen estables, pero al dejar el fluido en reposo por un periodo de tiempo relativamente corto, es decir, después de algunas horas, el fluido pierde el aire encapsulado y se reduce a una sustancia igualmente viscosa pero de menor volumen. Al hacerle más pruebas y

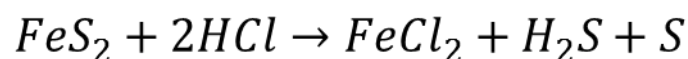
aumentar nuevamente su temperatura, se observó que el aire encapsulado reaparecía, recuperando nuevamente su volumen inicial y, por lo tanto, su baja densidad.

Este fenómeno, no sólo nos indica que el fluido puede recuperar sus propiedades con el aumento de la temperatura, sino que además puede representar una ventaja, ya que indica que el fluido al salir del pozo reduciría su volumen permitiendo su almacenamiento y que podría reutilizarse ya que sus propiedades se recuperan con la temperatura.

En este punto, es importante revisar la capacidad inhibitoria del fluido, tanto para formaciones problemáticas como para gases tóxicos, de tal forma que el fluido pueda considerarse como alternativa para perforar zonas con estas características.

3.2.2. Pruebas de laboratorio para determinar su capacidad inhibitoria de gases tóxicos

Para poder definir la capacidad inhibitoria del fluido generado, se instaló un sistema reactor en el laboratorio con la intención de producir H₂S a través de una reacción química. El reactor consistía de tres frascos cerrados, en el primero se llevaba a cabo una reacción entre piritita (FeS₂) y ácido clorhídrico (HCl), cuyo producto era H₂S gaseoso, mismo que salía a través de un conducto tubular en la parte superior; posteriormente ese conducto conducía el gas al fondo del segundo frasco, el cual contenía una muestra del fluido de perforación, de tal forma que el gas emergiera a la superficie del fluido de perforación teniendo contacto con éste; a su vez, el gas excedente era descartado del sistema mediante otra salida tubular superior y neutralizado en otro contenedor con ayuda de otro compuesto químico. Las reacciones eran las siguientes:



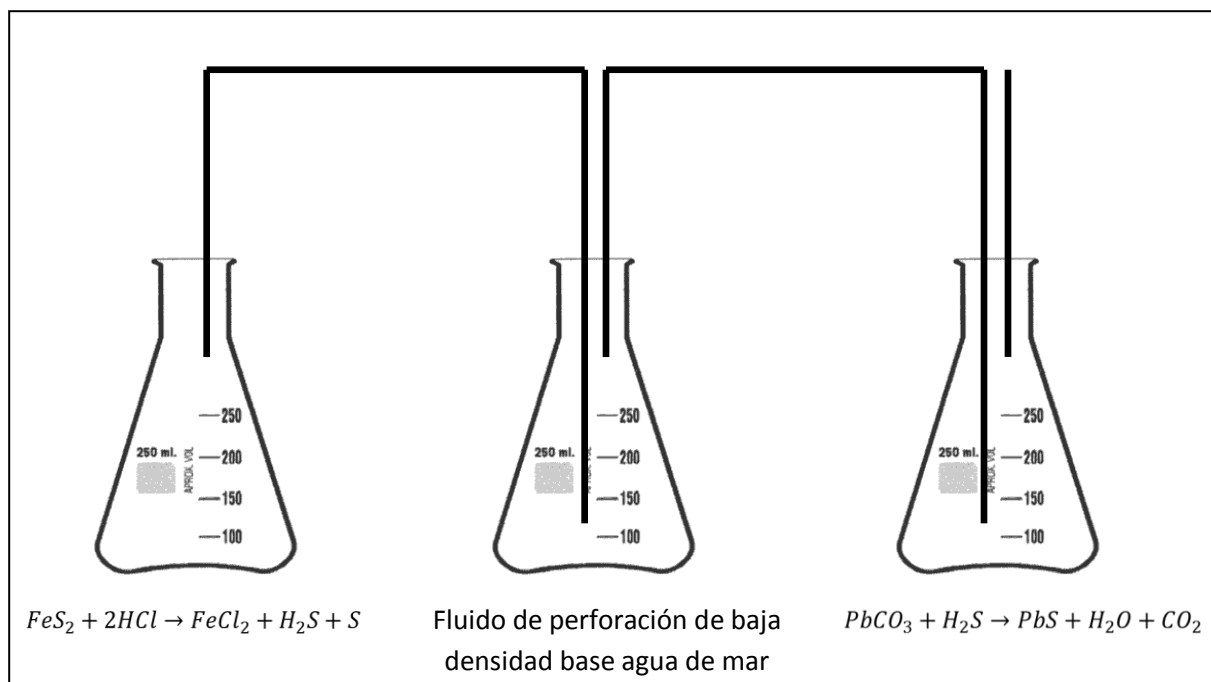


Imagen 5. Reactor generado en laboratorio para producir H_2S y exponerlo al fluido de perforación propuesto para confirmar su capacidad inhibitoria.

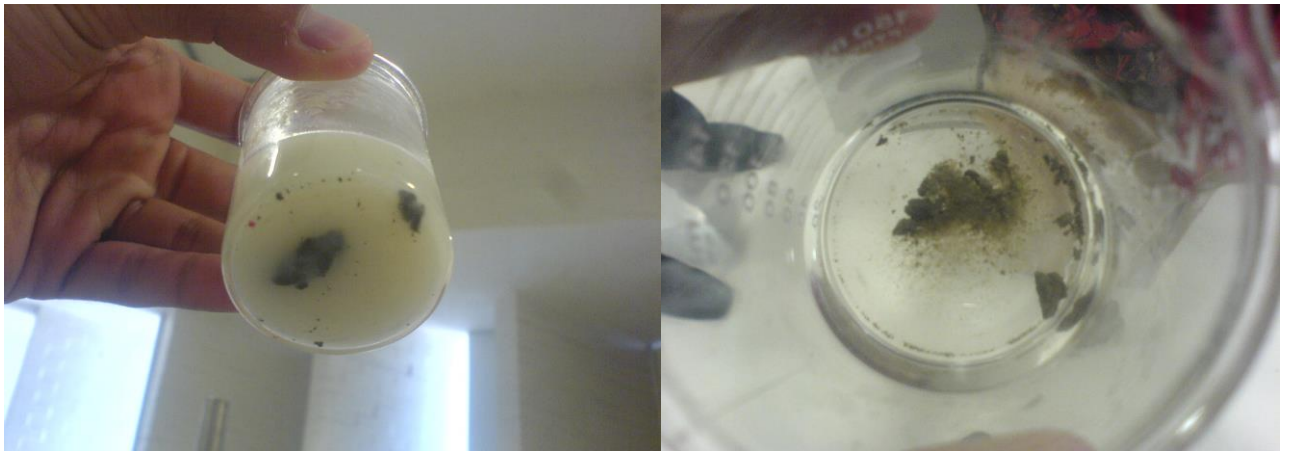
Durante la prueba descrita anteriormente y cuya representación gráfica se muestra en la imagen 5, se midieron los valores de pH tanto del gas generado como del fluido de perforación en estudio, obteniendo resultados favorables. El pH del fluido de perforación propuesto alcanzó valores de hasta 12, lo cual indica que su pH es alcalino; al ponerlo en contacto con el ácido sulfhídrico (H_2S), su pH disminuyó producto de la reacción neutralizadora, sin embargo, el valor que se alcanzaba era de aproximadamente 10. Esto quiere decir que la formulación que se había encontrado, no sólo generaba un fluido de perforación de suficiente baja densidad, del orden de 0.4-0.5 gr/cc, sino que además era resistente a altas temperaturas, entre 100-150°C y era capaz de inhibir gases tóxicos como el H_2S .

3.2.3. Pruebas de laboratorio para determinar su capacidad inhibitoria de formaciones problemáticas

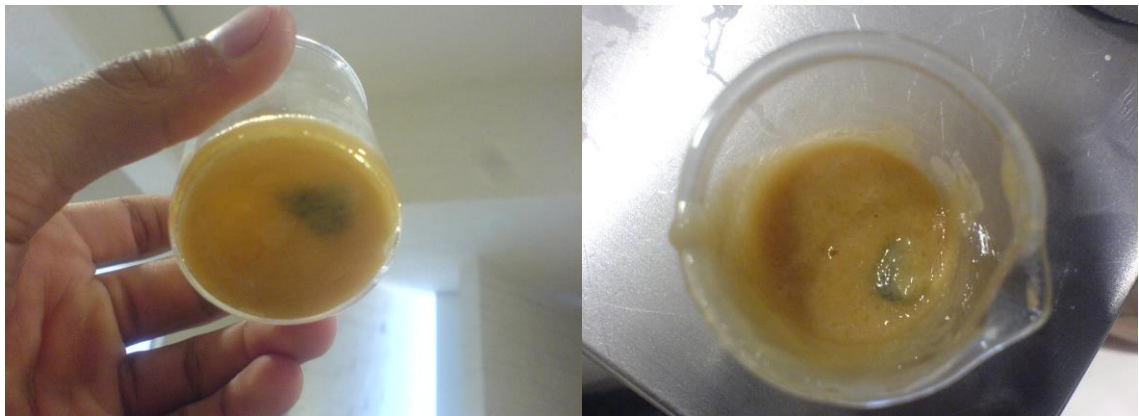
Una vez que el fluido había demostrado su reología, tixotropía, estabilidad a altas temperaturas y su capacidad inhibitoria de gases tóxicos, se procedió a realizar una sencilla prueba que garantizara la capacidad inhibitoria de formaciones problemáticas, es decir, lutitas deleznable. Procedimos nuevamente a comparar el nuevo fluido con otros que actualmente se utilizan en la industria para perforar este mismo de formaciones, observando de qué forma reaccionaban muestras de formación al ponerlas en contacto con ambos fluidos.

Se obtuvieron muestras de sistemas comúnmente empleados en la industria de la perforación marina, las cuales se elaboran principalmente con agua de mar y algunos otros aditivos que le brindan las mínimas propiedades para poder operar de la mejor forma posible. Estos sistemas no son de baja densidad, por lo que no son capaces de erradicar ciertos problemas como las pérdidas de circulación sobre todo en zonas altamente fracturadas. Debido a esto y ante la falta de retorno del fluido a superficie, frecuentemente se decide “dar por perdido” el fluido que se introduce en el pozo, por lo que no se genera una formulación formal con la intención de evitar elevar gastos por los grandes volúmenes de lodo que tendrían que producirse. Muestras de canal obtenidas de pozos de este tipo, se pusieron en contacto tanto con los fluidos comerciales como con el fluido propuesto.

Los resultados fueron satisfactorios, dado que pudimos observar físicamente como la muestra de formación se desintegró al ponerla en contacto con el fluido convencional, que también era base agua de mar, mientras que al contacto con el fluido propuesto, la muestra se conservó intacta en todo momento. Las imágenes de este comportamiento pueden observarse en la imagen 6.



(A)



(B)

Imagen 6. Muestras de formación expuestas a fluido convencional base agua de mar (A) y al fluido propuesto base agua de mar de baja densidad (B).

CAPÍTULO IV.

Análisis de resultados

Los resultados obtenidos en la presente investigación fueron los siguientes:

- Diseño de un fluido de perforación de baja densidad, cuya formulación utiliza agua de mar como medio portador, además de materiales y aditivos compatibles entre sí.
- Elaboración de fluidos de perforación base agua de mar y de baja densidad a escala laboratorio, utilizando diferentes concentraciones cumplir con las funciones reológicas y tixotrópicas de un lodo, similares a las de los fluidos convencionales de densidad media.
- Selección de la formulación óptima del fluido de perforación base agua de mar, de baja densidad, con valores reológicos y tixotrópicos similares a los fluidos convencionales de densidad media de la misma naturaleza que cumpliera con el requerimiento de ser estable a altas temperaturas, entre 100 y 150°C y con capacidad inhibitoria de H₂S.

Una vez obtenido el fluido propuesto en el laboratorio, se procedió a obtener sus valores reológicos y tixotrópicos ajustándolos a dos de los principales modelos reológicos, con la intención de observar y determinar cuál de ellos define mejor su comportamiento. Los valores reológicos obtenidos de la formulación final del fluido propuesto, así como los valores obtenidos del cálculo de viscosidad aparente, puntos de cedencia y velocidad de corte para cada punto se muestran en la tabla 11.

Datos de laboratorio fluido final				
Velocidades (rpm)	Esfuerzo cortante (lb/10 ft ²)	Viscosidad aparente (cp)	Punto de cedencia (lb/100 ft ²)	Velocidad de corte (seg-1)
3	53	5300	56.55	5.11
6	70	3500	74.69	10.22
100	175	525	186.73	170.30
200	217	325.5	231.54	340.60
300	245	245	261.42	510.90
600	300	150	320.10	1021.80

Tabla 11. Lecturas del viscosímetro para el sistema final y resultados de los cálculos de viscosidad aparente, valores de cedencia y velocidad de corte para cada lectura.

Una vez que obtenidos los valores reológicos de los datos del fluidos final obtenidos en el laboratorio, se procedió a realizar los ajustes correspondientes al modelo reológico de plástico de Bingham, calculando las constantes reológicas del modelo y recalculando los valores de cedencia y esfuerzo cortante. Los resultados se muestran en la tabla 12.

Ajustes al Modelo Plástico de Bingham			
Velocidades (rpm)	Esfuerzo cortante (lb/10 ft ²)	Punto de cedencia (lb/100 ft ²)	Velocidad de corte (seg-1)
3	190.55	203.3157846	5.11
6	191.1	203.9015691	10.22
100	208.33	222.2561523	170.30
200	226.67	241.7823046	340.60
300	245	261.3084569	510.90
600	300	319.8869138	1021.80

Viscosidad
plástica (np) 55
Punto cedente
(ty) 190

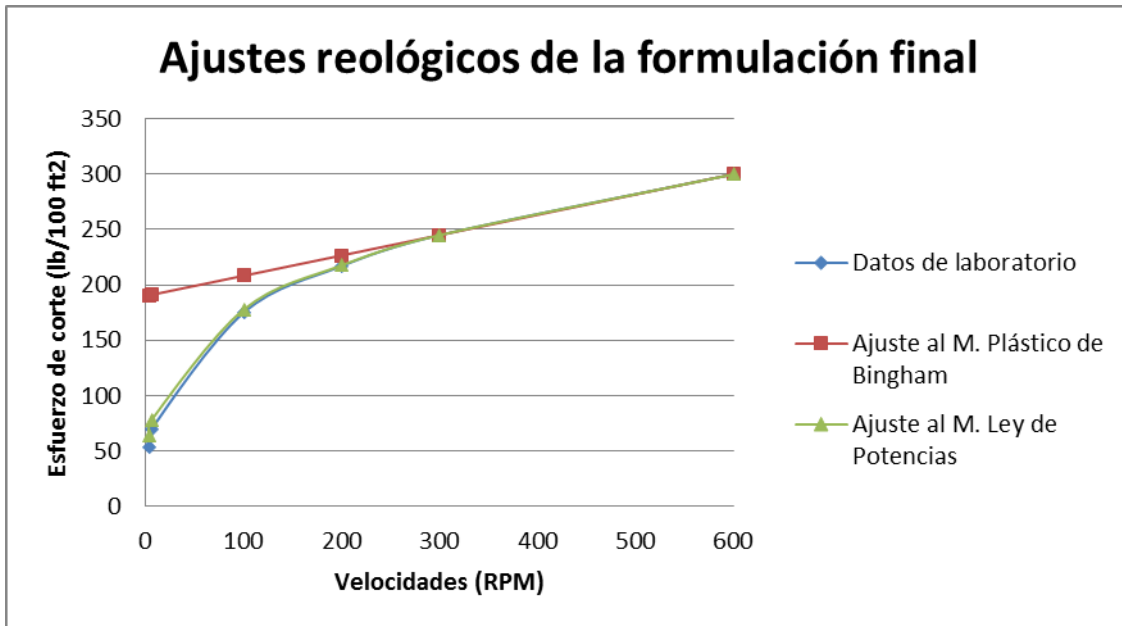
Tabla 12. Ajuste de los datos reológicos obtenidos en laboratorio al modelo reológico plástico de Bingham.

De igual forma, se realizaron los ajustes al modelo reológico de ley de potencias, a partir de los datos reológicos obtenidos en laboratorio, calculando las constantes reológicas del modelo y recalculando los valores de cedencia y esfuerzo cortante. Los resultados se muestran en la tabla 13.

Ajustes al Modelo Ley de Potencias				
Velocidades (rpm)	Esfuerzo cortante (lb/10 ft ²)	Viscosidad (cp)	Punto de cedencia (lb/100 ft ²)	Velocidad de corte (seg ⁻¹)
3	63.851	6383.4	68.70	5.109
6	78.176	3907.7	84.12	10.218
100	177.77	533.18	191.28	170.3
200	217.66	326.4	234.20	340.6
300	245.01	244.95	263.64	510.9
600	299.98	149.95	322.78	1021.8
Constante n				0.292
Constante k				39.66

Tabla 12. Ajuste de los datos reológicos obtenidos en laboratorio al modelo reológico ley de potencias.

Finalmente, una vez realizados los ajustes correspondientes, se graficaron los resultados para comparar los comportamientos y, de esta forma, determinar el modelo reológico que mejor defina al fluido propuesto. La gráfica que contiene las curvas de los datos de laboratorio y los ajustes a los modelos reológicos Plástico de Bingham y Ley de Potencias se pueden observar en la gráfica 8.



Gráfica 8. Análisis comparativo del comportamiento reológico del fluido final y sus ajustes a los modelos Plástico de Bingham y Ley de Potencias.

De esta forma podemos observar claramente que el sistema propuesto, un fluido de perforación base agua de mar de baja densidad, tiene un comportamiento definido por el modelo reológico ley de potencias. En esa misma gráfica se observa que nuestro fluido requiere un esfuerzo inicial para comenzar a fluir (punto cedente).

Por lo anterior, podemos concluir que nuestro fluido es un fluido pseudoplástico con punto de cedencia que se rige por el modelo reológico ley de potencias modificado.

A partir de esto, podemos enlistar los siguientes resultados:

- Se obtuvo el diseño de un fluido de perforación base agua de mar de baja densidad con aditivos compatibles, basándonos en la experimentación y uso de diferentes materiales en diferentes concentraciones y en diferentes órdenes de agregación.
- De todas las formulaciones posibles, se seleccionó la formulación más conveniente con base en los valores reológicos y tixotrópicos obtenidos del fluido de perforación propuesto.
- Se realizó un análisis de los parámetros reológicos y tixotrópicos del fluido con la intención de comparar con los sistemas comunes para confirmar su eficacia y determinar su aplicación en zonas problemáticas.
- La densidad alcanzada por el fluido de perforación propuesto fue de entre 0,40 gr / cc y 0,50 gr/cc.
- La baja densidad se alcanza gracias micro burbujas de aire encapsulado, mismas que se generan in situ y sin necesidad de equipo de inyección.
- El fluido demostró estabilidad y resistencia a temperaturas de entre 100 y 150 ° C.
- Los resultados del análisis reológico indican que el fluido obedece al modelo reológico ley de potencias modificado con una densidad con valores entre 0,4 y 0,5 gr / cc, mostrando un comportamiento similar al de los sistemas convencionales, con la capacidad de limpieza del pozo e inhibición gases tóxicos como el CO₂ y H₂S.
- Las pruebas de laboratorio demostraron la capacidad de inhibir gases tóxicos y formaciones de arcilla mediante la exposición del fluido a las muestras obtenidas a partir de los pozos de petróleo.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El fluido de perforación propuesto base agua de mar de baja densidad con aditivos compatibles, de acuerdo a los resultados experimentales y comparativos con sistemas tradicionales y comerciales, cumple con los requerimientos para su empleo.
- Con base en los valores reológicos y tixotrópicos obtenidos del fluido de perforación propuesto, se seleccionó la formulación más conveniente para la limpieza y estabilidad del agujero.
- De acuerdo al análisis de los parámetros reológicos y tixotrópicos del fluido comparados con sistemas de baja densidad comerciales, se confirmó su eficacia para su aplicación en zonas problemáticas.
- La formulación propuesta emplea materiales de bajo impacto ambiental y de bajo costo.
- Los materiales utilizados que hacen de esta una investigación innovadora son: el agua del mar por su abundancia en las operaciones costa afuera, celulosa modificada y polianiónica de origen orgánico y agentes tensoactivos de la familia de los fenoles.
- La densidad alcanzada que oscila entre 0.40 y 0.50 gr/cc permite su aplicación en zonas depresionadas y altamente fracturadas con problemas de pérdidas de circulación.
- La baja densidad se alcanza gracias a la utilización de tensoactivos que encapsulan el aire en micro burbujas evitando el uso de equipos de inyección de aire.
- Las pruebas de laboratorio demostraron la capacidad de inhibir gases tóxicos y formaciones de arcilla mediante las pruebas de interacción roca-fluido mediante muestras de canal obtenidas de un pozo problema.
- El fluido responde al modelo ley de potencias por lo que su viscosidad disminuye a medida que aumenta la velocidad de corte.

- El fluido puede ser reutilizado para la continuidad de las operaciones, lo que actualmente no ha sido posible con los sistemas comerciales.
- Se recomienda el uso de equipos mezcladores eficientes en presas para la correcta integración de sus componentes.
- Se recomienda realizar un estudio a los equipos inyectoros de fluido al pozo, esto para garantizar un correcto funcionamiento de las bombas.
- Se recomienda realizar pruebas de factibilidad a una escala mayor, de tal forma que se pueda reproducir de la manera más cercana posible, las condiciones reales de un pozo marino.

ANEXOS

A1. Información de referencia sobre perforación con espumas

Las espumas consisten de una fase líquida continua que rodea un gas y pueden usarse en el proceso de perforación. Las espumas tienen viscosidades muy altas, a diferencia de su densidad que llega a ser apenas la mitad de la del agua. Estas características prevén ciertas ventajas:

- Las viscosidades altas permiten el transporte eficiente de recortes con una velocidad de inyección de gas menor a la que se usa para gas seco o niebla
- La baja densidad de las espumas permiten perforar bajo balance. La presión en el fondo con espumas es mayor que cuando se usa gas o niebla, lo que puede reducir el ROP, sin embargo, el ritmo de penetración alcanzado con este sistema es considerablemente alto.
- Las presiones en el anular resultan más altas que con gas o niebla por lo que se consigue una mejor estabilidad en las paredes del pozo.

El aire es el gas más comúnmente utilizado en espumas, una de las razones es que el aire no permitiría la combustión con los hidrocarburos producidos.

Durante la operación de perforación con espuma se mezcla surfactante con gas y se inyecta a través de la tubería. Generalmente la espuma se forma completamente hasta que pasa por la barrena. En algunas ocasiones, primero se crea la espuma en un generador de espuma y luego se inyecta en la tubería. Se utilizará el término perforación con espuma con aquellas operaciones en las que el fluido de circulación permanece en ese estado en cualquier punto del pozo.

Espumas

Una espuma esta formada por burbujas de gas rodeadas por una matriz continua de líquido. Es necesario agregar sustancias surfactantes para poder estabilizar la estructura de la espuma y que esta persista.

Forma de las burbujas

Una de las clasificaciones de las espumas es la forma de la burbuja. Las espumas esféricas contienen burbujas en forma de esferas y podemos encontrarlas en espumas recién hechas o en espumas con burbujas pequeñas. Las espumas poliédricas son aquellas que contienen burbujas en forma de poliedros y podemos encontrarlas en espumas con baja fracción líquida.

Calidad y textura

Otros dos términos utilizadas para a las espumas son la calidad y la textura. La calidad de una espuma es la fracción de gas que contiene expresada en porcentaje. Una espuma de baja calidad contiene más líquido que una espuma con alta calidad. Una vez que la calidad de la espuma excede cierto nivel, la fase líquida se convierte en discontinua y la espuma se rompe en niebla. Este límite superior no está claramente definido y depende de la velocidad de corte, algunos autores encontraron que las espumas se colapsan a 94% de calidad para velocidades de corte de 5000 s^{-1} , pero persiste hasta 96% para velocidades de corte de mayores a la mencionada anteriormente. El límite superior también puede depender de la composición del líquido.

El límite inferior de las espumas es más una cuestión de definición. Cuando la calidad alcanza un 55 % puede considerarse ya como una espuma, pero es hasta el 75% que la viscosidad se incrementa rápidamente conforme se incrementa la calidad. Por eso los límites de las espumas se consideran dentro del rango de 75% al 97.5%

Rompimiento

Existen dos procesos que pueden romper la estructura de las espumas, el adelgazamiento de las paredes de la burbuja y el crecimiento de las burbujas más grandes a expensas de las pequeñas.

Adelgazamiento de paredes debido a la gravedad. Como las burbujas tienden a subir a través de la espuma y el líquido tiende a desplazarse hacia abajo, las paredes de las burbujas pueden adelgazarse provocando el rompimiento. La agitación de espumas de alta calidad también puede ser motivo de rompimiento de la estructura.

La tensión superficial del líquido que se encuentra rodeando las paredes de la burbuja tienden a colapsarla, pero esta fuerza es compensada por la presión dentro de las burbujas. Cuando una burbuja pequeña toca una grande, la presión dentro de la pequeña causa que el gas dentro de ella se difunda en el líquido separando las dos burbujas, hasta que la burbuja pequeña es absorbida por la grande.

Es posible estabilizar las espumas reduciendo el resbalamiento de líquido por las paredes de las burbujas, esto se logra agregando surfactantes a la espuma o incrementando la viscosidad de la fase líquida con el fin de reducir la velocidad de caída del líquido.

Agentes espumantes

El principal agente espumante es el surfactante. Todos los surfactantes consisten de moléculas que tienen un grupo hidrofílico unido a una fila hidrofóbica, la cual es usualmente una cadena de hidrocarburos. Se clasifican según su grupo hidrofílico en aniónicos, cationicos, anfóteros o no aniónicos. No todos los surfactantes actúan como agentes espumantes, algunos tienen un efecto contrario por lo que se utilizan como desespumantes. Las sales de amonio de sulfatos de

éter de alcohol son probablemente los surfactantes más usados en perforación. Los surfactantes aniónicos proveen gran estabilidad termal y pueden usarse a bajas temperaturas superficiales, el problema es su alto costo.

Los surfactantes cationicos comúnmente no se usan como agentes espumantes porque no proporcionan una buena estabilidad a la espuma y por lo tanto debe usarse a grandes concentraciones.

En general si se incrementa la cantidad de agente espumante, se incrementa la estabilidad. Una manera de medir la estabilidad es a través de la vida media de la espuma. La vida media se define como el tiempo requerido para que el volumen de la espuma baje a la mitad de su valor original. La vida media aumenta a medida que se le agrega agente espumante hasta que se llega al 0.5% de concentración, nivel al cual ya no se incrementa tan rápidamente. De hecho hay una concentración crítica que de rebasarse provocaría que la vida media de la espuma disminuya, dicha concentración nunca debe alcanzarse en las operaciones de perforación. La contaminación por hidrocarburos o salmueras también puede desestabilizar las espumas, así como la temperatura.

Desespumantes

En algunas ocasiones se logra una vida media de muchos minutos, incluso horas, por lo que la espuma puede acumularse en superficie. En esos casos es necesario acelerar el proceso de decaimiento de la espuma una vez que regresa a superficie. Las sustancias desespumantes pueden ser los surfactantes mismos y su efectividad depende del agente espumante que se esté usando. La adición de sólidos finos que no sean mojados por la fase líquida de la espuma pueden aumentar la efectividad del desespumante. En algunas ocasiones es necesario agitar la espuma para destruir más fácilmente la estructura de la espuma. Por ejemplo, si la espuma se forma con surfactante iónico, esta puede colapsar rápidamente si se pone en contacto con un surfactante de carga contraria. También es posible destruir las espumas mecánicamente. En espumas con alta calidad es suficiente con agitar la espuma para destruir las paredes de la burbuja. Este mismo método no resultará tan efectivo cuando se aplique a espumas de baja calidad ya que podría tener el efecto contrario y aumentar su vida media.

Limpieza del pozo

Se esperaría que las espumas arrastren los recortes con una velocidad en el anular relativamente baja, sin embargo, que esto suceda depende de muchos factores. Primero, la reología es muy compleja y depende de la calidad de la espuma. La viscosidad es alta lo que provoca mayores caídas de presión. La calidad de la espuma depende de la presión lo que hace interactuar la reología con la presión de circulación. La situación se complica todavía más si existe entrada de fluidos de formación. Si el fluido que entra es gas podría aumentar la calidad de la espuma hasta convertirla en niebla y disminuir considerablemente su viscosidad.

Reología

Ha habido múltiples estudios de la reología de las espumas, pero las conclusiones generales suelen ser las siguientes:

- Los dos factores con mayor impacto en el comportamiento de las espumas son la calidad y el ritmo de flujo.
- La viscosidad es independiente de la concentración del agente espumante en la fase líquida.
- Cuando se agregan viscosificantes a la fase líquida, la viscosidad de la espuma aumente conforme aumenta la viscosidad de la fase líquida.

Beber et al., en 1972, estudió el flujo de espumas en tuberías de diferente diámetro, dentro de un gran rango de presiones, temperaturas, calidad, velocidades de flujo y concentraciones de agentes espumantes. Observó que la temperatura y la presión influyen principalmente en la calidad de la espuma. La temperatura, además, tiene un efecto secundario en la viscosidad, si se aumenta desde 70s.f. hasta 180s.f., la viscosidad disminuye en un 25%, mientras que en el agua disminuye 65% en el mismo intervalo de temperatura.

Mitchell, en 1971, estudió la reología a través de tubos de diámetro muy pequeños. Encontró que las espumas son Newtonianas a calidades alrededor de 55%, o sea, que la viscosidad es independiente de la velocidad de corte. Relacionó la viscosidad con la calidad y la viscosidad de la fase líquida de la siguiente forma:

$$\mu_F = \mu_L(1 + 3.6\Gamma)$$

Donde:

μ_F = Viscosidad de la espuma (cP)

μ_L = Viscosidad de la fase líquida (cP)

Γ = Calidad de la espuma (fracción)

Mitchell encontró también que las espumas con calidad mayor a 55% son no-newtonianas, a una velocidad de corte debajo de 20,000 s⁻¹ y representó su reología a través del modelo de un plástico de Bingham.

$$\tau = \tau_y + \frac{PV\gamma}{479}, \gamma \leq 2 \times 10^4 \text{ s}^{-1}$$

Donde :

τ = Esfuerzo de corte (lbf/ft²)

τ_y = Punto de cedencia (lbf/ft²)

PV = Viscosidad plástica (cP)

γ = Velocidad de corte

Mitchell determinó que los valores de viscosidad plástica y punto de cadencia son funciones de la calidad. Recordando que los puntos de cadencia de los fluidos de control de perforación son reportados en unidades de lb/100 ft², está claro que a una calidad muy alta de la espuma se puede tener una resistencia al flujo mucho mayor que muchos fluidos de control de perforación.

Beyer et al., también concluyó que las espumas pueden describirse como plástico de Bingham. Notó que había cierto resbalamiento entre las paredes de la tubería que utilizó en sus experimentos y las espumas lo que complicó la determinación de la viscosidad y el punto de cadencia a partir de las presiones de flujo.

Muchos autores concluyeron que las espumas son mejor representadas con el modelo de Ley de Potencias:

$$\tau = K\gamma^n$$

Donde :

K = Índice de consistencia (lbf.seg/ft²)

n = Índice de comportamiento del flujo

Sanghani e Ikoku, en 1983, reportaron valores para K y n , determinados por experimentos utilizando una geometría anular. De nuevo, la viscosidad se incrementa con la calidad, hasta 94%, después de este nivel la viscosidad decrece, reflejando el cambio de espuma a niebla.

La viscosidad efectiva (esfuerzo cortante dividido entre velocidad de corte) en una manera de comparar los resultados de los diferentes estudios reológicos realizados.

Presión estimada de circulación

Las caídas de presión estarán influenciadas por la calidad y la viscosidad, las cuales dependen de los cambios de presión. Cambiar los volúmenes de gas y líquido inyectados en el pozo no es la única manera de regular la calidad en el fondo, también puede lograrse incrementando la presión en el anular. La siguiente ecuación nos ayuda a calcular la calidad de la espuma en el fondo del pozo:

$$F_{gP} = \frac{F_{go}}{F_{go} + (1 - F_{go}) \left(\frac{P}{P_o} \right)} \quad \dots 2.51$$

Donde:

F_{gP} = Fracción de gas en el fondo del pozo

F_{go} = Fracción de gas en la superficie

P = Presión de fondo

P_o = Presión de la línea de retorno

Si la fracción del gas en la espuma es de 0.95 (calidad de 95%), la presión de fondo de 1470 psi y la línea esta abierta a la atmósfera, es decir, tiene una presión de 14.7 psia, la calidad en el fondo de acuerdo a la ecuación anterior es 16%. Ahora, si suponemos una presión de superficie que se incremente hasta 162.7 psia, obtenida cerrando el estrangulador de salida de flujo, obtendremos, con la misma ecuación, una calidad de la espuma en el fondo de 66%. El cambio de presión no solo afecta la viscosidad y la calidad, si no también la densidad de la espuma.

Predicción numérica de presiones

Algunos modelos numéricos están disponibles para predecir las presiones de circulación cuando se usa espumas.

Drug y Mitchell, en 1972 aproximaron las espumas a un modelo de Buckingham-Reiner para flujo laminar de un plástico de Bingham a través de una tubería. Ellos dividieron el camino del flujo en pequeños incrementos de igual caída de presión asumiendo que las propiedades incluidas la calidad y la reología eran constantes en cada incremento. La longitud de dichos incrementos fue expresada como (en el anular):

$$L_i = \frac{P_{i+1} - P_i}{\rho_i g_c + \frac{48v_i PV_i}{(D_h - D_p)^2} + \frac{6\tau_{yi}}{D_h - D_p}}$$

Donde:

L_i = Longitud del incremento en el camino de circulación (ft)

P_i = Presión en i (lbf/ft²)

P_{i+1} = Presión en i + 1 (lbf/ft²)

ρ_i = Densidad de flujo en i (lbm/ft³)

$g_c = 32.2 \text{ lbm} \cdot \text{ft} / \text{lbf} \cdot \text{s}^2$

v_i = Velocidad promedio de flujo (ft/s)

PV_i = Viscosidad plástica (lbf - s/ft²)

D_h = Diámetro del pozo(ft)

D_p = Diámetro de la tubería (ft)

Beyer et al., en 1972, desarrolló un modelo similar. Este modelo analizaba el deslizamiento de las espumas y una posible excentricidad de la tubería en el anular, pero no analizaba recortes en el anular ni su impacto en las espumas. Se utilizaron datos de espumas con calidad desde 75 hasta 98%, para calidades mas bajas se interpolaba la presión por fricción entre las pérdidas con espumas de 75% y agua a la misma velocidad. Para calidades mayores a 98%, se espera que la espuma se rompa a niebla. La diferencia promedio entre las presiones predichas y las reales fue de menos del 10%.

Blazer et al., en 1974 desarrolló un método aproximado para predecir perdidas de presión y presión de inyección sin necesidad de iterar. Después, en 1979, Lord mostró que esto no es razonable y desarrolló una ecuación de estado para espumas que relaciona densidad, presión, temperatura, densidad del líquido y fracción másica del gas, suponiendo comportamiento de gas real. Okpobirri e Ikoku, en 1983, desarrollaron un modelo de circulación de espumas que incorporaba los factores de restricción de la barrena y la influencia de los recortes en la pérdida por fricción en el anular. Este modelo también requirió de solución iterativa. Las presiones de fondo que se obtuvieron fueron muy similares a las que se obtuvieron con el modelo de Beber et al., de 1972. Ellos mismos, Okpobirri e Ikoku mostraron que las pérdidas en la barrena y las del anular por recortes pueden ser despreciadas en la práctica porque son suficiente mente pequeñas.

Los modelos de nueva generación resuelven el balance de energía mecánica y también incorporan influjos de gas, líquidos y aceite. Se predicen los perfiles de presión, la calidad de la espuma, la densidad y el transporte de partículas. También se representan pozos inclinados y horizontales.

Transporte de recortes

Debido a la alta viscosidad que presentan las espumas, se esperaría que tuvieran una gran capacidad de arrastre de recortes. Beyer et al, estudió las fuerzas de arrastre ejercidas por las espumas y encontró que dichas fuerzas aumentan conforme aumenta la calidad hasta un límite donde se rompe a niebla.

Ranking et al., en 1989, usaron un modelo de pozo horizontal para comparar la capacidad de transporte de muchos fluidos incluidos el agua.

El transporte de recortes puede analizarse comparando la velocidad de regreso del fluido de perforación con la velocidad de asentamiento de los recortes. Abbott, en 1974, midió las velocidades terminales de diferentes partículas esféricas cayendo en espumas. Encontró que las velocidades terminales en espumas es menor que en agua y mas o menos igual que en los fluidos de control comunes. Sorprendentemente las velocidades terminales se incrementaron conforme se incrementaba la calidad. La eficiencia en el transporte de recortes se incrementaría a medida que los recortes se mueven hacia arriba.

Moore, en 1974, encontró ecuaciones para determinar la velocidad terminal en flujos laminar, transicional y turbulento por donde pasa el recorte.

Para flujo laminar:

$$v_t = 4980d_c^2 \left(\frac{\rho_c - \rho_f}{\mu_e} \right)$$

Para flujo transicional:

$$v_t = 175d_c \left(\frac{(\rho_c - \rho_f)^{\frac{2}{3}}}{(\rho_f \mu_e)^{\frac{1}{3}}} \right)$$

Para flujo turbulento:

$$v_t = 92.6 \sqrt{d_c \left(\frac{\rho_c - \rho_f}{\rho_f} \right)}$$

Donde:

v_t = Velocidad terminal de un recorte (ft/min)

d_c = Diametro del recorte (pg)

ρ_c = Densidad del recorte (lb por galon)

ρ_f = Densidad del fluido de perforación (lb por galón)

μ_e = Viscosidad efectiva del fluido al ritmo de flujo hacia arriba en el anular (cP)

Un número de Reynolds para el recorte puede expresarse como:

$$N_{Rec} = \frac{15.47 \rho_f v_t d_c}{\mu_e}$$

En general se pueden hacer las siguientes generalizaciones:

- Si el flujo es laminar, la velocidad terminal decrece conforme se incrementa la calidad, hasta que se rompa en niebla.
- Si el flujo es turbulento, la velocidad terminal es independiente de la viscosidad y se incrementará conforme se incremente la calidad
- En flujo transicional, la velocidad terminal es sensible a la diferencia de densidad entre los recortes y la espuma, así como la viscosidad efectiva de la espuma.

Se han desarrollado algunos modelos que involucran la presencia de recortes para predecir las presiones de circulación y de inyección al usar espumas. Estos modelos tienen el mismo problema práctico que muchos modelos de perforación con aire seco para el transporte de recortes, el tamaño de los recortes necesita ser conocido para una mayor precisión del modelo.

Evidencia de Campo

Típicamente los flujos de inyección de aire reportados para espumas de perforación son más bajos que los que normalmente son usados en la perforación de aire seco. Hutchinson and Anderson (1972) describieron que para un diámetro de 20" en agujero en superficie no pudieron limpiarlo con 4,000 scfm de aire seco, el cual fue efectivamente limpiado con espuma estable pre-formada de 700scfm de aire y 12 gpm de solución surfactante. Russell (1993) reportó casos donde agujeros en superficie de 12.5" y 26" fueron perforados sobre 1000 ft, usando solamente de 375 a 460 scfm de aire para espuma de 99% de calidad. Estos pozos particulares fueron perforados a bajos ritmos de penetración (ROP), y la limpieza del agujero fue aparentemente casi perfecta. Espumas rígidas-poliméricas con altos ritmos de inyección mejoran la limpieza del pozo.

Las espumas también han sido usadas para perforar a más grandes profundidades (Dupont, 1984). Un agujero de 7" fue perforado en un yacimiento de gas agotado, a 15,000 ft, usando 350 scfm de aire y 15 gpm de una solución de

agente espumoso. No fue aplicada una presión de retorno en el espacio anular. A pesar de la alta calidad de la espuma (99.4%) en la superficie, no se tuvieron problemas de limpieza reportados. La presión del yacimiento fue más baja que la esperada (a 15,000 ft) así que el pozo fue perforado sobre-balance, aún usando espuma y la presión del fondo del agujero fuera predecida como menor a 2,000 psi. Esto no significa que no exista flujo de la formación al agujero que pudiesen modificar la calidad de las espumas. Dupont también indica que una buena limpieza del pozo ha sido alcanzada en otros pozos perforados con espumas, con velocidades anulares tan bajas como 50 ft/min.

Las espumas han sido utilizadas para perforar satisfactoriamente a través de condiciones bajo cero. Anderson (1971) reporto un diámetro de agujero de 17.5", perforado a 700 ft, usando 300 scfm con una espuma con el 99% de calidad. Fraser y Moore (1987) presentaron líneas guía para perforar en condiciones bajo cero con espumas, basados en la experiencia de perforar 10 pozos en el ártico Canadiense. Con agujero en superficie de 12.25" fue perforado con 4.5" de TP. Recomendando flujos de inyección establecidos entre 215 scfm cerca de la superficie a 465scfm a 2,000 ft. Sugiriendo calidades entre 98 y 99 % en superficie. A partir que se presenten flujo de la formación en agujero se empezaran a tener calidades de espuma menores en espacio anular. Para comparación las cartas de Drug y Mitchell recomiendan 650 scfm de aire para 12.5" de agujero en 2,000 ft, y el análisis de Ángel indica ritmos de aproximadamente 2,500 scfm si aire seco fuese usado.

Sin dar flujos de inyección específicos Shale (1995) noto que las velocidades anulares durante la perforación con espumas son a menudo tan bajas como 100 ft/min, y que las calidades de las espumas en superficie establecidos entre 95 y 97%. Finalmente, en una revisión de fluidos ligeros utilizados en la perforación en U.S. , Sheffield and Sitzman (1985) recomiendan que la calidad de espuma en superficie debe mantenerse entre 95 y 98%, para evitar problemas de limpieza de agujero.

Remoción de fluido (fluid removal)

La circulación de espumas puede acoplarse a grandes aportaciones de agua de la formación. El agua que entra al espacio anular es rápidamente incorporada dentro de la estructura de la espuma circulante. Esto es acelerado por el efecto de agitación de la rotación sarta de perforación. Betsen y Veny (1976) observaron que una pequeña invasión de fluidos de la formación, de 10 a 20 BPH dentro 4.75" de diámetro de agujero, donde se encontró una absorbencia efectiva por 150 a 350 scfm con 99% o una alta calidad de espuma que la invasión de líquido se va encontrando.

Con un alto grado de invasión de fluidos, la razón de inyección de aire tiene que ser incrementada en relación de guardar la calidad de la espuma dentro de límites aceptables. Si la calidad de la espuma se le permite caer mucho, la eficiencia de limpieza del pozo se vera afectada. Esto puede también puede ser necesario para incrementar la concentración del agente espumante en el líquido

inyectado, para prevenir el deterioramiento de la espuma en los empaquetados de aire agua. Teniendo en cuenta que el ritmo de aire suministrado esta en conformidad con el flujo de agua de la formación dentro de los parámetros de 500 BPH de agua que puede ser empujado de un pozo con espumas.

En la entrada de líquidos de la formación al agujero puede aumentar la el flujo en el fondo y la presión de inyección de estos. Incrementando la presión del aire se compensa el incremento de presión en el fondo del pozo. En algunas circunstancias, la cantidad de agua que puede ser arrastrada de l agujero puede ser limitada por el ritmos de inyección de aire y la capacidad de presión disponible. El costo de la espuma que se consume y el derroche del agua disponible interviene normalmente en hacer no rentable la perforación con espumas, mucho antes la afluencia de agua viene a ser demasiada para ser levantada del fondo del pozo.

Los problemas se pueden presentarse si el agente espumante en uso no es compatible con uno o mas de los componentes de los fluidos de la formación. Los Cloruros, por ejemplo, pueden causar a los espumantes perder su eficacia. Similarmente, los hidrocarburos pueden influir en la desestabilización de algunas espumas debido a interacciones con el espumante. Algunos hidrocarburos líquidos fluyen dentro del pozo sin mezclase con la fase acuosa-líquida de la espuma, por lo que no afectan la calidad de la espuma.

Cualquier gas fluyendo dentro del agujero puede incrementar la calidad de la espuma dentro del sitio donde afluencia se presenta y la superficie. Para que la espuma se mantenga estable a la superficie, las bombas deben poder entregar un volumen suficiente de líquidos para mantener la calidad de la espumas debajo de 98 o 99%. Si la calidad de la espuma aumenta de estos puntos la espuma puede romperse en segmentos de espuma y gas, o aun en niebla. Esto puede arriesgas el transporte de los recortes y la estabilidad del agujero.

Como ejemplo, consideremos un pozo perforado con 300 scfm de aire y 99 % de calidad de espuma en la superficie. El flujo de inyección de líquido para alcanzar esta calidad debe ser 3 cfm (22 gpm). Si un gas fluyendo de 432 Mscf/D (300 scfm), es encontrado, el flujo de gas total fluyendo en el espacio anular (gas natural mas el aire inyectado) puede incrementarse a 600 scfm. Si el flujo de inyección de líquido no es incrementado, la fracción de volumen líquido pude caer demasiado y la espuma puede colapsarse. Al mismo tiempo la velocidad anular puede ser muy baja para que fluya la niebla y los segmentos de espuma para proveer una limpieza de pozo. En estos casos la sarta de perforación puede rápidamente colapsar bajo estas circunstancias. Incrementando el flujo del líquido se puede restaurar la circulación de la espuma y la eficiencia de la limpieza del agujero, si existe un modesto flujo de gas, como es en este caso y la perforación continua bajo esta afluencia de gas, la calidad de la espuma entre la barrena y el sitio del flujo de gas pude ser muy baja que la limpieza del agujero pueda sufrir en esta región. Idealmente, un modelo de circulación de espumas debería ser usado para determinar el impacto del incremento del flujo de líquidos en la espuma y en la limpieza del agujero bajo la entrada de gas de la formación en el agujero.

Ahora, suponemos que un gran afluencia de gas de la formación es encontrada; por ejemplo 5 MMscf/D. Esto corresponde aproximadamente a 3,500 scfm; el total del flujo de gas fluyendo del agujero debe ser 3,800 scfm. Esto

requiere 38 cfm, para lo cual requiere 285 gpm, de líquido para que la espuma se mantenga debajo del 99 % de calidad en la superficie. Pocas unidades de espuma pueden cerrar el flujo líquido. En cualquier caso, esta debería ser un consumible muy costoso y una muy baja calidad de la espuma mantendría el flujo. Esto debería ser imposible para seguir perforando con espuma a través de del agujero si tal inyección de gas fuese encontrada en la formación. Sin embargo, en muchas circunstancias, la velocidad anular de la niebla debería de ser suficiente para una buena limpieza total del agujero. La perforación podría posiblemente continuar segura aún si se recupero niebla en lugar de espumas en la salida son los recortes.

Diseño de un programa de circulación

Para resumir, un buen punto de empiezo para diseñar un programa de circulación de espumas es tener por objetivo tener menos de 65% de calidad de espuma en el fondo del agujero, con una velocidad anular mínima de 100 ft/min, y una calidad de espuma de no mas del 95 a 98% cuando la espuma alcance la superficie. Podría ser necesaria tener una presión anular para alcanzar estos rangos en la calidad de la espuma. Particularmente si no se tiene experiencia local, es conveniente tener cuidado en el diseño del programa de circulación. La afluencia de fluidos de la formación puede influenciar la calidad de la circulación de espumas por lo que se deben tener en cuenta como parte de un ejercicio de diseño.

Equipo

En muchos aspectos, el mismo equipo es usado para perforar con espumas pre-formadas que con el usado para perforar con aire seco o niebla. Los siguientes puntos reúnen los quipos adicionales requeridos para perforar con espumas.

Compresor

El gas es usualmente surtido por un compresor. Normalmente, los flujos de aire en la perforación con espumas es mas bajo que los usados para aire seco o niebla. Por esto puede ser posible usar compresores más pequeños. Por ejemplo, Fraser y Moore (1987), usaron dos compresores intercambiados de 300 scfm, con una capacidad de liberación de 1,000 psi. La presión de inyección en superficie, durante una rutina de perforación con espumas, raramente excede los 200 psi. Excepciones pueden ocurrir si en el espacio anular una presión contraria es aplicada, si los chorros de espuma están corriendo en la barrena (lo cual es una práctica normal), o si el motor de fondo es usado. Altas presiones de superficie pueden ser necesarias si una gran afluencia de líquidos es encontrada, o si el líquido ha sido cargado a la espuma por el flujo del agujero. Por esta razón, si una baja presión es liberada por el compresor, es necesario tener un elevador de

presión (booster) que pueda incrementar la presión del aire a 1,000 psi o más si es necesario. Los elevadores de presión son comúnmente usados a 1,500 psi.

El Gas

El aire es frecuentemente usado en perforación con espumas. Otros gases, tales como el nitrógeno (N₂), gas natural, dióxido de carbono, o gases de escapa, pueden ser usados. La diferencia de estos gases especiales es que son menos caros que comprimir el aire, aunque comparativamente los bajos gastos son usados en la perforación con espumas puede reducir los costos adicionales asociados con estas alternativas. Sin embargo gases se están usando, teniendo en cuenta que un adecuado volumen y capacidad de presión son esenciales.

Los fluidos base

Los tanques de mezcla de fluidos y bombas de inyección, similares a los usados en perforación con niebla son requeridos. Dos tanques de mezclado de 10 bbl son normalmente usados. El líquido que es bombeado para la inyección es alimentado de un tanque, mientras que la mezcla fresca de líquido esta en el otro tanque. Una alta capacidad de bombeo puede ser requerida para la perforación con espumas. Los gastos de líquidos normalmente reportados para perforación con espumas son el orden de 10 a 20 gpm. Gastos cerca de 100 gpm han sido recomendados para una buena limpieza de pozo en el fondo del agujero, para grandes diámetros de tubería.

Debido al gran impacto de la calidad de la espuma en la limpieza del agujero, una buena medición del líquido y del gas es esencial. Aunque el monitoreo de las caídas en el nivel de líquido en los tanques de mezcla es usualmente adecuado en la perforación de niebla, una medida del flujo, en la bombas de niebla en la línea de succión, debe ser necesaria para perforación con espumas.

Generador de Espumas

Una adición al sistema adición al sistema convencional de compresión para perforación aire/niebla, es el generador de espuma. Esto asegura la mezcla a través de las dos fases. Un tipo de generador de niebla es localizado en el punto donde el gas y el líquido se encuentran. Esto introduce el líquido dentro del flujo de gas a través de un tubo calibrada y centrada en el camino del flujo del gas, y entonces direcciona la mezcla a través de las condiciones de flujo tipo venturi. Otros generadores de espuma son localizados flujo a bajo en donde flujo del aire el flujo líquido se encuentra. Estos generadores de espumas pueden contener platos, o incluso camas de arenas, para inducir el mezclado.

En la práctica, no es muy claro que tipo de generador de espumas es específicamente requerido. Las mezclas de aire y líquido pueden fluir invariablemente a través de un número de válvulas y experimentar muchos cambios de dirección, antes de entrar al Nelly. Aún si las espumas no son

formadas desde la superficie, estas se formaran cuando la mezcla pase a través de la barrena. Esta es una evidencia que las espumas generadas en la superficie son más tolerantes de los contaminantes, tales como aguas o hidrocarburos provenientes de la formación, que si la espuma se generase en su presencia. A menos que no existan razones específicas para no hacer esto, hace deseable el uso de generadores de espumas por la mejor calidad de espuma obtenida.

Unidades Portátiles

Como una alternativa al equipamiento de perforación con aire, hay un número de estructuras a la medida, portátiles, unidades para aires-espuma. Aunque estas unidades han sido ensambladas en su mayoría para operaciones de terminación y reparación, algunas tienen suficiente salida para muchas de las operaciones de perforación con espumas. Estas algunas veces combinan compresores de aire, con elevadores de presión, divisores de tanques de mezcla, bombas para líquidos, generadores de espumas y sistemas de medición. La salida volumétrica de una simple unidad puede alcanzar desde 650 a 1,500 scfm, con una capacidad generar desde 800 psi a 1,500 psi, para unidades de “baja” presión y hasta 3,000 psi para unidades de “alta” presión. Los tanques de mezcla tienen normalmente una capacidad de 60 bbl, dividida dentro de dos secciones que permiten al líquido mezclarse que toma lugar en una sección mientras que se bombea de la otra. El líquido es bombeado generalmente con una capacidad menor a 50 gpm.

Bombas de Fluidos de control

Como fue el caso de perforación con aire seco, es aconsejable tener bombas de lodo conectadas, para permitir a los líquidos ser bombeados dentro del pozo rápidamente, si llega a ser necesario. Si hay un riesgo de producción de hidrocarburos, con grandes flujos de los que el quipo de superficie puede manejar, o si existe una incertidumbre del flujo de la afluencia que pueda ser encontrada en el pozo, un adecuado volumen de fluidos de control pesados para matar el golpe debe de haber en la locación.

Sarta de Perforación

Válvulas controladas por flotadores (flote valve) son necesarias en la sarta de perforación, justo sobre la barrena y cerca de la superficie. Si largos intervalos son usados para estar perforando. Es aconsejable el cambio de la válvula superior a la nueva sección (o instalar otra) para minimizar el tiempo de tomado para estabilizar los instrumentos de presión antes de hacer otra conexión. Los

para fuegos (fire stop) son probablemente no necesarios, excepto para pozos que con secciones horizontales que son perforados con espumas aireadas.

Sistema de Retorno

Un estrangulador puede ser instalado en la línea quemada (boogie line) , cerca de la cabeza rotaria o el preventor de reventones (BOP), para presurizar el espacio anular si es necesario. Dupont (1984) recomendó un estrangulador tipo vejiga. Si el programa de circulación indica que la contrapresión anular debe ser necesaria, entonces esta presión anular debe ser considerada cuando se especifica la capacidad de presión de la cabeza rotaria o el preventor rotario (RBOP). La línea de quemada entre el estrangulador y la cabeza rotaria debe también tener un rasgo de presión lo suficientemente alto para soportar las grandes contrapresiones a las que probablemente será impuesta.

En condiciones muy frías existe la posibilidad que la espuma retorne como escarcha y tapone la línea de quemada. En estas áreas, Freeser y Moore recomiendan usar una línea de descarga adicional, con ambas direccionadas a la salida de quemada de gases (flare pit). Esta redundancia no es necesaria para operaciones normales, donde habrá una línea desde el estrangulador de la tubería de para distribución (manifold) a la salida de quemada de gases que pudiese ser usada para una circulación continua.

Líquidos Inyectados

Los líquidos inyectados incluyen (como mínimo) agua, un agente espumante, y un inhibidor de la corrosión. El agente espumante debe ser seleccionado para ajustarse a las condiciones anticipadas del fondo del pozo.

Las condiciones de fondo de pozo, y la interacción entre el agente espumante y los fluidos de la formación, pueden dictar la concentración del agente espumante en la inyección de líquidos. Muchos agentes espumantes comerciales son usados en concentraciones con un rango entre 0.5 y 2 %. Una concentración del 1% es a menudo un buen punto de partida. La concentración de los agentes espumantes debe ser ajustada para alcanzar un nivel de estabilidad de espuma que balancee una buena limpieza del pozo con un fácil rompimiento de las espumas.

Otros Aditivos

Particularmente si las espumas aireadas son usadas para profundidades sobre los 4,000 ft, una cuidadosa selección del inhibidor de corrosión es vital para prevenir una severa corrosión en el equipo en el fondo del agujero. Como es en el caso de perforación con niebla, KCl, u otros inhibidores de hidratación pueden ser adicionados. Viscosificantes pueden ser adicionados a la fase líquida para crear las llamadas “espumas duras.”

¿Por que utilizar espumas?

- La principal razón para usar espumas estables como un fluido en la perforación bajo balance es su habilidad para levantar elevar grandes cantidades de agua de la formación del agujero, sin requerir de excesivos volúmenes de aire (gas) o presiones de inyección.
- Las espumas dan una buena limpieza de agujero, con bajas velocidades anulares que otros fluidos de perforación compresibles, reduciendo el la erosión potencial de las paredes del agujero.
- Es posible la operación de la perforación con espumas usando solo agentes biodegradables. Esto significa que la disposición de los recortes puede ser mucho mas fácil de los que sería para un agujero perforado con lodo, si no son encontrados hidrocarburos líquidos. También es el caso para la perforación con aire seco y niebla.

Limitaciones

Hay un cierto número de factores que pueden limitar la aplicación de la perforación con espumas. Estos incluyen la corrosión del equipo en el fondo del agujero, la inestabilidad del agujero, combustión en el fondo del agujero en pozos horizontales, el desperdicio del agua disponible, y el costo de los agentes (consumibles). Algunas de estas limitaciones también son comunes para la perforación con aire seco y niebla.

Perforación con espuma rígida

Es casi igual a espuma estable, pero la diferencia es que la fase líquida contiene viscosificantes. Esto hace que la espuma llegue a ser más estable y por eso pueden tener una calidad más alta. En algunos casos la necesidad de reducir el consumo de energía de compresión y el consumo de agua, puede hacer de la espuma rígida una alternativa más económica. Prácticamente uso de espuma rígida, requiere el mismo equipo y procedimientos que la espuma estable. Sin embargo, las propiedades de la espuma rígida son diferentes.

Reología

En espuma estable la viscosidad casi solamente depende de la calidad. En espuma rígida la viscosidad depende de los viscosificantes además de la calidad.

Hatschek, 1910, desarrollo un modelo teórico de la viscosidad de espuma con calidad entre 74 y 96 %:

$$\mu_F = \frac{\mu_L}{1 - \Gamma^{0.33}}$$

Mitchell (1971) lo mejoro:

$$\mu_F = \frac{\mu_L}{1 - \Gamma^{0.49}}$$

Algunos estudios sistemáticos de la reología de perforación con espuma rígida han sido reportados. Reidenbach investigo las propiedades de flujo de espuma fracturante con base en nitrógeno y CO₂ con diferentes calidades. Lo hizo con diferentes soluciones acuosas surfactantes conteniendo varias concentraciones de HPG. Estos experimentos mostraron que el incremento de la calidad y de la concentración del polímero aumenta la viscosidad de la espuma.

Limpieza del agujero

Por la viscosidad efectiva que tiene la espuma rígida, es posible usarla con velocidades anulares menores. Debido a que la a presión en el fondo del pozo aumenta, la calidad disminuye. Pero como la viscosidad generada por los viscosificantes se queda igual independiente de la presión, ayudan a mantener la viscosidad alta donde es más necesario.

Otra ventaja del aumento de la viscosidad es que la estructura de la espuma permanece con calidades más altas. Como la viscosidad se baja muy rápido cuando la estructura se rompe, espumas rígidas mantienen la eficiencia de la limpieza del agujero.

Presiones de circulación

Típicamente presiones de inyección alrededor de 200 psi han estado reportadas cuando se perfora hasta profundidades de 2500 pies. La viscosidad más alta de la espuma rígida es compensada por gastos de inyección más bajos. Sin estudios probablemente es razonable anticipar que las presiones de circulación son similares a los de la espuma estable.

Equipo superficial

Para menores gastos de inyección de aire puede ser posible disminuir la capacidad de compresión in situ. Pero puede ser aconsejable tener un “booster” in situ para descargar el agua. Para gastos de líquido menores la bomba de jabón usada en perforación de niebla/aire puede ser suficiente. Es necesario tener un tanque de separación en adición a los tanques de bomba de inyección, los cuales usan usualmente un sistema de hopper para agregar los viscosificantes al agua. Para una vida media mayor que tienen las espumas rígidas es necesario tener hoyos más grandes.

Viscosificantes

Originalmente fueron hechos adicionando bentonita al agua y viscosificantes como guar gum o CMC para aumentar la bentonita. Pero recientemente es más común usar nada más polímeros.

Diferentes tipos de viscosificantes: PAC (polyanionic cellulose), XC (xantham gum), CMC (carboxymethyl cellulose), HEC (hydroxyethyl cellulose). El uso depende de la contaminación.

Influjo

Influjo en el pozo puede causar cambio en la espuma, pero los viscosificantes proveen otro parámetro para manipular las propiedades de la espuma.

- Si son observados baches de líquido o aire, la concentración de surfactantes no es suficiente o no es compatible con influjo de fluidos de la formación. De cualquier modo la respuesta sería aumentar la concentración de los surfactantes.
- Si hay problemas con la limpieza de agujero, las opciones serían aumentar el gasto de inyección o aumentar la concentración de viscosificantes o hacer los dos.
- Influjo de agua puede reducir la calidad de la espuma. Para reducir los efectos podemos inyectar más gas y/o aumentar la cantidad de agentes surfactantes y viscosificantes.
- Influjo de gas puede aumentar la calidad de la espuma hasta que la espuma se colapsa y por eso disminuye su gelatinosidad. Puede causar taponeo de la tubería. Si sucede, para la perforación y aumenta el gasto de líquido. Si el influjo de gas es demasiado grande puede ser una opción continuar perforar con niebla.

Limitaciones

Los factores limitantes de perforación con espuma rígida son más o menos los mismos que limitan a perforación con espuma estable:

- Inestabilidad de agujero. La bentonita normalmente hace un enjarre en la pared del pozo que ayuda a estabilizar el agujero, pero si el pozo es de bajo balance no sabemos cómo se puede generar enjarre en la pared.

- Influjos de gas. Porque la espuma rígida muchas veces es de calidad más alta y es más vulnerable a influjos de gas y puede colapsar más fácilmente. Este no significa que no podemos usar espuma para perforar pozos de gas, pero se debe aumentar el gasto de líquido para mantener la espuma. Pero si hay un influjos de gas y queremos continuar perforar abajo del influjos, la calidad entre el fondo y el influjos puede ser demasiado baja.
- Combustión en el agujero. Como son más estables las espumas rígidas, son más resistentes de separación en pozos horizontales que pueden causar combustión en el agujero. Los gastos de gas más bajos también pueden hacer más económico usar un gas inerte como nitrógeno.
- Corrosión. Como las espumas estables, las espumas rígidas se componen de la misma mezcla de oxígeno y agua que puede causar una corrosión rápida el equipo adentro del pozo. Con inhibidores debe ser fácil controlarla, pero de todos modos adiciona costo al proyecto.
- Costos. Los viscosificantes agregan un costo considerable al proyecto. Pero en lugares donde el agua es cara estos proyectos pueden ser económicos debido a los bajos volúmenes de agua requeridas. Además reducción de los requisitos de energía de compresión pueden bajar más los costos.
- Disposición de agua residual. Algunos de los viscosificantes tienen restricciones de donde se pueden tirar. También si la viscosidad aumentada puede ser difícil reinyectarlo a los pozos de disposición.
- Daño a la formación. Finalmente debe de ser considerado el potencial que tiene la espuma de hacer daño a la formación. Si el pozo es mantenido en condiciones bajo balance, la espuma no puede mecánicamente entrar a la formación. Pero si hay condiciones con presiones en el pozo más altos que la formación podrían ser generados, la fase líquida de la espuma puede entrar a la formación. La arcilla o los polímeros pueden reducir la pérdida de fluidos, pero pueden disminuir la permeabilidad mucho más que una solución con nada más surfactantes como tiene la espuma estable.

BIBLIOGRAFÍA

1. Bourgoyne, Adam, "Applied drilling engineering", SPE, Richardson Texas, 1984
2. Abu M. Sani, SPE, Subhash N. Shah, SPE, University of Oklahoma; Larry Baldwin, Kelco Oil Field Group, A Division of CP Kelco. "Experimental Investigation of Xanthan Foam Rheology" SPE 67263 – 2001
3. I.S. Nashawi, United Arab Emirates U. "Laboratory Investigation of the effect of brine composition on polymer solution: Xanthan Gum Case" SPE 023534 – 1991
4. E.J. Kolodziej, ARCO Oil & Gas Co. "Mechanism of Microgel Formation in Xanthan Biopolymer Solutions" SPE 16730 – 1987
5. Arvind Patel, Emmanuel Stamatakis, Steve Young and Jim Friedheim, MI-Swaco. "Advances in inhibitive water-based drilling fluids – Can they replace oil-based muds?" SPE 106476 – 2007
6. R.S. Seright, SPE, and B.J. Henrici, Exxon Production Research Co. "Xanthan Stability at elevated temperatures" SPE 014946 – 1990
7. F.E. Beck, ARCO Alaska, Inc.; J.W. Powell and M. Zamora, M-1 Drilling Fluids Co, "A Clarified Xanthan Drill-In Fluid for Prudhoe Bay Horizontal Wells" SPE 25767 – 1993
8. R. C. Navarrete, SPE, Kelco Oil Field Group, A Unit of Monsanto, R. E. Himes, SPE, Stim-Lab, Inc. and J. M. Seheult, SPE, Kelco Oil Field Group, A Unit of Monsanto. "Applications of Xanthan Gum in Fluid-Loss Control and Related Formation Damage" SPE 59535 – 2000
9. J. Kolnes, Rogaland U. Centre; A. Stavland, Rogaland Research; and S. Thorsen, Rogaland U. Centre. "The Effect of Temperature on the Gelation Time of Xanthan/Cr(III) Systems" SPE 21001 – 1991
10. W.J. Cannella, C. Huh, and R.S. Seright, Exxon Production Research Co. "Prediction of Xanthan Rheology in Porous Media" SPE 18089 – 1988
11. Auerbach, Pfizer Central Research. "Prediction of Viscosity for Xanthan Solutions in Brines" SPE 13591 – 1985
12. Yaduo Huang and KS, Sorbic, I Heriot-Watt U. "The Adsorption and In-Situ Rheological Behavior of a Solution Flowing Through Porous Media" SPE 24153 – 1982
13. Norbert Kholer, Guy Chauvetau. "Xanthan polysaccharide plugging behavior in porous media – Preferential use on fermentation broth" SPE 7425 – 1975
14. X.H. Guo, SPE Member, W.D. Li and J. Tian, Shengli Oilfield, Y.Z. Liu SPE Member, Research Institute of Petroleum Exploration and Development. "Pilot Test of Xanthan Gum Flooding in Shengli Oilfield" SPE 57294 - 1999
15. Jostein Kolnes, Stavanger College, Arne Stavland, RF-Rogaland Research and Turid Ersdal, RF-Rogaland Research. "Effect of pH on gelation time for Xanthan-Cr(III) gels" SPE 37301 – 1997