



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

DISEÑO Y DESARROLLO DE UN FLUIDO DE CONTROL BASE AGUA DE MAR
DE BAJA DENSIDAD CON CAPACIDAD PARA INHIBIR ARCILLAS ALTAMENTE
REACTIVAS Y GASES ÁCIDOS DIVALENTES

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

PRESENTA:
ALEXIS DEL CARMEN CRUZ MALDONADO

TUTOR PRINCIPAL
ROSA DE JESÚS HERNÁNDEZ ÁLVAREZ
FACULTAD DE INGENIERÍA

MÉXICO, D. F. JUNIO 2013



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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: M.I. Joaquín Mendiola Sánchez.

Secretario: M.I. Mario Gerardo García Herrera.

Vocal: Quim. Rosa De Jesús Hernández Álvarez.

1^{er}. Suplente: Dra. Martha Gómez Cecopieri.

2^{do}. Suplente: Dr. Porfirio Mendizábal Cruz.

Lugar donde se realizó la tesis:
Ciudad Universitaria, México, Distrito Federal.

TUTOR DE TESIS:

Quim. Rosa De Jesús Hernández Álvarez.

FIRMA

AGRADECIMIENTOS

A Dios

Porque mis fuerzas no fueron suficientes para lograr esta meta, si no fue su fuerza la que me impulso siempre a continuar y además me enseñaste que cuando uno cae siempre estas para darnos la mano y continuar, muchas gracias.

A mis padres

A mi madre Teodora Maldonado Esquivel, por el inmenso sacrificio que has hecho siempre en tu vida en esos momentos difíciles, para darme la oportunidad de salir adelante, pero sobre todo por la educación moral que me enseñaste y me continuas enseñando. Gracias Madre, Te quiero.

A mi padre Rodolfo Cruz Hernández, porque cuando era niño me enseñaste con tus juegos, bromas y cuentos a disfrutar de la vida, de adolescente me enseñaste que las cosas se ganaban con trabajo y ahora que he crecido continuas a mi lado guiándome en los momentos complicados con tus valiosos consejos, mi agradecimiento infinito. Somos un equipo Papá.

A mi hermana

Rosa del Jesús Cruz Maldonado (enana bonita), te agradezco por ser mi hermana mayor, el ejemplo inmediato en mi vida, por cuidarme mucho cuando lo he necesitado, por tantas cosas que no me alcanzan las palabras para agradecerte y expresarte lo mucho que te quiero y lo importante que eres en mi vida. Te quiero hermanita.

A mi sobrino

Abraham Elías Ojeda Cruz (gato), fuiste el combustible perfecto de felicidad e inocencia que me motivo a superar los momentos difíciles, tus travesuras que me hacen olvidar lo malo y recordar lo bueno de la vida, por permitirme vivir contigo tus sueños de cuando seas grande, gracias gato.

A mi novia

Diana Malpica Montero, por todo el apoyo incondicional que me has dado durante todos estos años, por tener la paciencia y ternura para sopórtame, porque aunque hemos tenido dificultades continuamos juntos en las buenas y en las malas, por estar a mi lado cuando mi futuro era incierto y ser el hombro que no me ha dejado caer cuando he flaqueado, no me alcanzara la vida para agradecerte y disfrutar de nuestro amor, gracias bebecita. TE AMO.

A mis abuelos

Evelia Hernández Pulido, por ser la primera persona en creer en mí y apoyarme cuando le comente de este gran viaje que me disponía a iniciar y que hoy está a punto de terminar, gracias abuelita porque aunque no estas más físicamente conmigo, luchaste en vida para ayudarme a conseguir esta meta, te dedico este humilde trabajo. Te extraño, pero sé que descansas en paz en el reino de Dios. Gracias.

Carmelita Esquivel Solís, por las sabias palabras que me reconfortaban cuando las cosas no iban bien y por tus apapachos de abuelita que siempre me alegraban el día, te extraño mucho. Descansa en paz en presencia de Dios.

Guadalupe Maldonado Barroso, por las enseñanzas de vida que me has mostrado a través de tus palabras y experiencia, por la sabia educación que le brindaste a mi madre y por animarme a continuar a pesar de las dificultades, gracias abuelo.

A mi familia

A mis primos Raúl, Daniel, Andrés, Cesar, Edgar, Marlene, Marilú y Ana, por los buenos momentos y la convivencia de la infancia, y especialmente a mis súper primos Jorge y Ruth por el apoyo durante esta etapa de mi vida y las aventuras que vivimos juntos (como olvidar los caballos de 40 o 50), hermosos recuerdos. A mis tíos: Santos, Polo, Francisco, Jorge Cruz, Euclides, Cesáreo, Margarita, Dominga y Asunción, por su apoyo en los momentos difíciles. Gracias por todo.

AGRADECIMIENTOS

A mi asesora de tesis

Química Rosa de Jesús Hernández Alvarez, por su conocimiento, tiempo y apoyo en todo momento para la elaboración de este trabajo, por compartirme sus experiencias de vida y de lucha incansable para alcanzar los objetivos a pesar de las dificultades; fueron esas palabras las que me sirvieron de ejemplo en los momentos en que mis ánimos decaían, le agradezco los consejos, la confianza, su amistad y la paciencia para dirigirme durante todo este tiempo y lograr la finalización de esta tesis. Maestra Rosita, mi respeto y admiración, muchas gracias.

A mis sinodales

Por el valioso tiempo que dedicaron a revisar y enriquecer técnicamente este trabajo, por sus acertados comentarios y la motivación de continuar trabajando con este proyecto para poder llevarlo a escala industrial. Gracias.

Ing. Héctor Suárez

Por la oportunidad de ingresar a laborar al laboratorio de ingeniería de yacimientos, que fue el primer paso en mi vida profesional; por su apoyo y motivación para estudiar la maestría, pero sobre todo por su amistad.

Ing. Ángel Cid

Por la confianza para pertenecer al activo de producción Cantarell, por los estrictos requerimientos de calidad laboral que me ayudaron a crecer profesionalmente y por la influencia positiva que me oriento a realizar este trabajo.

Ing. Rafael Zepeda

Por compartir generosamente sus invaluable experiencias y conocimientos, que contribuyeron grandemente en mi formación profesional, por su liderazgo para proyectar mi preparación en la industria petrolera y el apoyo para finalizar mis estudios de maestría. Inge Rafa, muchas de sus enseñanzas están escritas en este trabajo y sin ellas no me hubiera sido posible lograr esta meta, muchas gracias ingeniero.

Ing. Rogelio Magaña

Por las facilidades técnicas otorgadas a lo largo del desarrollo de esta tesis, las cátedras de petrofísica que fueron un factor determinante para finalizar este trabajo, pero especialmente por su amistad y confianza.

M.I Jaime Gallegos

Por el apoyo otorgado durante el desarrollo de este proyecto, la confianza brindada para investigar y proponer soluciones técnicas rentables a los problemas actuales, la generosidad que lo caracteriza y que fue la motivación para finalizar este trabajo, personalmente y a nombre del equipo de investigación de fluidos de control, muchas gracias.

M.I. Raúl Villarreal

Te toco ser pionero y abrir el camino para estudiar el posgrado, mismo que me compartiste para que continuara con mis estudios; gracias por las múltiples experiencias y aventuras a lo largo de la licenciatura y maestría, como olvidar el Kosovo, el Moots, la huida por influenza, los viajes de improviso, los festejos por las decepciones y los logros; te agradezco el apoyo durante mi titulación y los conocimientos que me facilitaron este largo recorrido. Gracias mi estimado Carnalito, te considero de mi familia.

M.I Omar Domínguez

Fué un privilegio haber estudiado la maestría contigo, mi bro; haber compartido innumerables noches sin dormir para terminar las tareas, las malpasadas, las desmañadas, los exámenes maratónicos y como olvidar el grito de guerra cuando los ánimos decaían “JALA, la perfora no para”, o el “jaja, jeje, jiji, yo te quiero comentar” cuando no sabíamos que decir. Muchas gracias amigo por todos los apoyos y momentos inolvidables, te estimo bastante.

AGRADECIMIENTOS

Ing. Ricardo Tun

Por ser mi amigo desde la infancia y haber compartido el estudio de las materias de licenciatura para ingresar a la maestría, por los momentos complicados que nos tocó vivir juntos al inicio de esta etapa pero no nos hicieron claudicar, y por tu amistad, gracias brother.

Cesar, Xanat, Yanine, Edgar, Robert

Compañeros que se convirtieron en amigos durante la realización de este trabajo, y los cuales me dieron ánimo cuando el fluido no quería salir o todo salía mal, fueron combustible para continuar y no rendirme, gracias por las bromas que hicieron este camino más ameno y los debates en los que resolvíamos el mundo. Muchas Gracias.

Laboratorio de Ingeniería de Yacimientos

Ing. Janeeth Castañeda, Ing. Mary Reyes, Ing. José Chable, Ing. Ángeles Romero, Ing. Luna Barrera, Ing. Jorge Esteban, Mireyita y don cleo. Por los conocimientos otorgados, la confianza para realizar los experimentos, la despedida y motivación para iniciar la maestría, pero sobre todo los buenos momentos que compartimos como la hora del amigo, el muestreo por la laguna y tantas experiencias que no me alcanzarían estas líneas para mencionar. Muchas Gracias.

Compañeros del Activo

Ing. Figueroa, Ing. Paulino, Ing. Toño, Ing. Vera, Ing. Maguito, Lic. Flor, Ing. Mauricio, Ing. Miguel Naranjo, Ing. Ernesto, Ing. Pati, Lic. Brendita, Lic. Clari Por la convivencia, apoyo y paciencia para enseñarme de su gran experiencia, como realizar un buen trabajo; por la confianza para integrarme a su equipo y los comentarios que me hicieron crecer profesionalmente. Gracias.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT), por el apoyo económico que me permitió realizar mis estudios de posgrado.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por la oportunidad de estudiar en sus aulas y adquirir los conocimientos que me permitieron ascender un nivel más en mi vida profesional.

A todas aquellas personas que de una u otra manera me apoyaron desinteresadamente y por alguna razón he olvidado mencionarlas, pero contribuyeron a la finalización de esta meta, gracias.

“Basta un poco de espíritu aventurero para estar siempre satisfechos, pues en esta vida, gracias a Dios, nada sucede como deseábamos, como suponíamos, ni como teníamos previsto”.

Noel Clarasó.

RESUMEN	<i>x</i>
INTRODUCCIÓN	<i>xi</i>
OBJETIVO	<i>xii</i>
Capítulo 1.- Análisis de la problemática	1
1.1.- Ubicación geográfica del Complejo Cantarell	1
1.2.- Columna Geológica del Campo Akal	2
1.3.- Configuración geométrica de pozos de perforación tipo Akal	7
1.4.- Configuración geométrica de pozos de reparación tipo Akal	8
1.5.- Problemática en la perforación y reparación de pozos	10
1.6.- Análisis estadístico del impacto en NPT debido al fluido de perforación	11
1.7.- Análisis del impacto económico de la problemática	22
Capítulo 2.- Bases teóricas del diseño	23
2.1.- Espumas	23
2.1.1.- Tipos de espumas	24
2.2.- Etapas de una espuma	25
2.2.1.- Formación de la espuma	26
2.2.2.- Maduración y Colapso de una espuma	26
2.2.3.- Persistencia de espumas secas	29
2.3.- Estabilidad de una espuma	30
2.4.- Propiedades de una espuma	32
2.4.1.- Densidad de una espuma	32
2.4.2.- Viscosidad de una espuma	33
2.4.3.- Propiedades reológicas	34
2.5.- Fenómenos superficiales e interfaciales	36
2.5.1.- Tensión superficial	36
2.5.2.- Surfactantes	42
2.5.2.1.- Tipos de tensoactivos	44
2.5.3.- Micelas y concentración micelar crítica	46
2.5.4.- Ecuación de Young-Laplace	47
2.5.5.- Efecto Gibbs-Marangoni	49
2.6.- Perforación con espuma estable	50
2.6.1.- Equipo empleado	51
2.6.1.1.- Presas de lodo	52
2.6.1.2.- Bombas	52
2.6.1.3.- Bomba mezcladora y tolva	53
2.6.1.4.- Compresores	53
2.6.1.5.- Boosters	53
2.6.1.6.- Generador de nitrógeno	54
2.6.1.7.- Línea de gas/aire	54

ÍNDICE

2.6.1.8.- Bypass de purga	55
2.6.1.9.- Depurador	55
2.6.1.10.- Medidores	55
2.6.1.11.- Generador de espuma	55
2.6.1.12.- Múltiple de admisión de espuma	56
2.6.1.13.- Cabeza rotatoria	56
2.6.1.14.- Sarta flotadora	56
2.6.1.15.- Sistema de separación	56
2.6.1.16.- Desgasificador	57
2.7.- Ventajas y desventajas espuma estable	58
2.7.1.- Ventajas	58
2.7.2.- Desventajas	58
2.8.- Análisis del capítulo	59
Capítulo 3.- Química de las arcillas	60
3.1.- Arcillas	60
3.2.- Estructura química elemental de los minerales arcillosos	61
3.2.1.- Tetraedro	63
3.2.2.- Octaedro	64
3.2.3.- Unión de hojas tetraédricas y octaédricas	67
3.2.4.- Unión de las capas de los filosilicatos	67
3.2.5.- Estabilidad de los cristales, reglas de Pauling	69
3.3.- Clasificación de los minerales arcillosos	70
3.3.1.- Caolinitas	71
3.3.2.- Esmectitas o Montmorillonitas	73
3.3.3.- Micas	78
3.3.4.- Illitas	81
3.3.5.- Cloritas	86
3.4.- Propiedades físico-químicas de las arcillas	88
3.4.1.- Superficie específica	88
3.4.2.- Intercambio iónico y capacidad de intercambio catiónico	89
3.4.3.- Capacidad de absorción	91
3.4.4.- Plasticidad	92
3.4.5.- Tixotropía	93
3.5.- Análisis del capítulo	93
Capítulo 4.- Caracterización de la zona problemática, paleoceno inferior	94
4.1.- Selección de pozos para muestreo	94
4.2.- Mecanismos de caracterización de minerales arcillosos	95
4.2.1.- Difracción de rayos x (XRD)	96
4.2.2.- Microscopia electrónica de barrido (SEM)	97
4.2.3.- Microfracturas y porosidad	98
4.2.4.- Capacidad de intercambio catiónico	99
4.3.- Resultados	101

ÍNDICE

4.3.1.- Pozo UNAM-1	101
4.3.1.1.- Resultados de difracción de rayos X	101
4.3.1.2.- Resultados de microscopia electrónica de barrido (SEM)	103
4.3.1.3.- Resultados de microfracturas y porosidad	104
4.3.1.4.- Capacidad de intercambio catiónico	105
4.3.2.- Pozo UNAM-2	106
4.3.2.1.- Resultados de difracción de rayos X	106
4.3.2.2.- Resultados de microscopia electrónica de barrido (SEM)	107
4.3.2.3.- Resultados de microfracturas y porosidad	109
4.3.2.4.- Capacidad de intercambio catiónico	110
4.3.3.- Pozo UNAM-3	110
4.3.3.1.- Resultados de difracción de rayos X	110
4.3.3.2.- Resultados de microscopia electrónica de barrido (SEM)	112
4.3.3.3.- Resultados de los análisis de microfracturas y porosidad	113
4.3.3.4.- Capacidad de intercambio catiónico	114
4.3.4.- Pozo UNAM-4	114
4.3.4.1.- Resultados de difracción de rayos X	114
4.3.4.2.- Resultados de microscopia electrónica de barrido	116
4.3.4.3.- Resultados de microfracturas y porosidad	117
4.3.4.4.- Capacidad de intercambio catiónico	118
4.4.- Análisis de resultados	118
Capítulo 5.- Metodología experimental	120
5.1.- Etapa 1, Criterios del diseño	121
5.2.- Etapa 2, Adquisición de materiales y aditivos	122
5.3.- Etapa 3, Elaboración del sistema	122
5.4.- Etapa 4, Capacidad de inhibir arcillas y gases ácidos	126
5.5.- Etapa 5, Generación del sistema espumado	128
5.6.- Etapa 6, Modificación del orden de agregado y reingeniería del fluido	131
5.7.- Etapa 7, Análisis de la estabilidad del sistema en estado dinámico	132
5.8.- Etapa 8, Caracterización del fluido espumado	133
5.8.1.- Densidad	134
5.8.2.- Potencial de Hidrógeno, pH	134
5.8.3.- Viscosidad Marsh	135
5.8.4.- Reología y Tixotropía	136
5.8.5.- Interacción roca-fluido	144
5.8.6.- Filtración y enjarre	145
5.8.7.- Contenido de sólidos y líquido	146
5.8.8.- Degradación de la espuma	147
5.8.9.- Contaminación por aceite crudo	147
5.9.- Etapa 9, Análisis comparativo del fluido espumado desarrollado, respecto un sistema comercial de baja densidad	148

ÍNDICE

Capítulo 6.- Resultados	149
6.1.- Resultados de los fluidos base	150
6.1.1.- Densidad	150
6.1.2.- Potencial de Hidrógeno, pH	150
6.1.3.- Viscosidad Marsh	151
6.1.4.- Reología y Tixotropía	153
6.2.- Resultados de los fluidos espumados	154
6.2.1.- Densidad	154
6.2.2.- Potencial de Hidrógeno, pH	154
6.8.3.- Viscosidad Marsh	154
6.8.4.- Reología y Tixotropía	155
6.8.5.- Interacción roca-fluido	156
6.8.6.- Filtración y enjarre	158
6.8.7.- Contenido de sólidos y líquido	159
6.8.8.- Degradación de la espuma	160
6.8.9.- Contaminación por aceite crudo	161
Conclusiones	163
Recomendaciones	165
Bibliografía	166
Lista de figuras	169
Lista de tablas	173
Lista de gráficas	174

RESUMEN

Este trabajo de carácter teórico-experimental, presenta una opción de innovación tecnológica en materia de fluidos de control de baja densidad, con el objetivo de proponer una alternativa de solución a la problemática que actualmente existe en la zona marina durante la perforación y reparación de pozos en zona de transición de las formaciones Paleoceno Inferior y Cretácico superior, caracterizadas por la pérdida de circulación y presencia de cuellos arcillosos.

Para determinar el impacto económico de dicha problemática, se presenta una estadística en función de los tiempos no productivos en las operaciones de reparación de pozos petroleros en la zona marina, en donde se observa que en promedio el 52% de los atrasos por cada intervención son derivados por problemas operativos de interacción roca-fluido que generan inestabilidad de agujero y por el desabasto de fluido de control debido a la pérdida total de circulación.

Por tal motivo para diseñar y desarrollar un fluido de control que represente una alternativa viable para resolver esta problemática fue necesario caracterizar química y petrofísicamente la formación Paleoceno Inferior. En base a esto se determinó el método de inhibición roca- fluido más adecuado para la zona y se le proporcionó al fluido de control las características físico-químicas necesarias para evitar que las arcillas reaccionen. Además para minimizar la pérdida de circulación en formaciones altamente fracturadas, se establecieron las bases del diseño de una espuma como una opción para disminuir la densidad del fluido de control desarrollado.

Asimismo se da a conocer la metodología utilizada para el diseño, elaboración y evaluación del fluido de baja densidad propuesto. La cual se desarrolló de acuerdo con los siguientes 7 capítulos descritos a continuación:

1. Análisis de la problemática.
2. Bases del diseño de una espuma.
3. Química de las Arcillas.
4. Caracterización Petrofísica del Paleoceno Inferior.
5. Metodología experimental.
6. Resultados.
7. Conclusiones y recomendaciones.

INTRODUCCIÓN

La perforación de pozos petroleros, representa una de las áreas más importantes en la industria de los hidrocarburos y se debe a que es el único medio conocido para conectar el yacimiento con la superficie y lograr extraer el aceite crudo del subsuelo.

Para desarrollar de manera exitosa esta actividad, uno de los análisis más importantes en el diseño del pozo, es la selección del fluido de perforación. Esto se debe a que gran parte de los problemas operativos que ocurren durante la perforación de los pozos están relacionados directa o indirectamente con el tipo y las propiedades del lodo.

La selección del fluido de perforación debe hacerse de acuerdo a las condiciones y problemáticas específicas del campo a perforar, tomando en cuenta las propiedades petrofísicas de las rocas que se van a atravesar, las presiones de poro y de fractura de las formaciones geológicas, la ubicación de los pozos si son marinos o terrestres, antecedentes de pérdidas de circulación o de brotes, presencia de formaciones con alto contenido de arcillas hidratables, temperatura y presencia de fluidos contaminantes como influjos de agua salada o gases ácidos.

Sin embargo, los fluidos utilizados actualmente no cuentan con las propiedades reológicas, tixotrópicas y químicas, que nos permitan perforar de manera eficiente una zona en específico, como es el caso de las formaciones Paleoceno Inferior – Cretácico Superior de los pozos de la región marina. En donde comúnmente es utilizado en la zona de pérdida total de circulación y en presencia de cuellos arcillosos un fluido con alto contenido de diesel y sin capacidad de inhibir lutitas hidratables. Esto ocasiona excesivos tiempos de espera por logística de materiales (agua dulce y diesel) para preparar fluido de perforación y problemas operativos como inestabilidad de agujero, atrapamientos de sarta o pérdida total del pozo por reacción química de las arcillas altamente reactivas.

Lo mencionado anteriormente corresponde a las razones técnicas por las cuales en este trabajo se propone el diseño y desarrollo de un fluido de perforación base agua de mar de baja densidad con capacidad para inhibir lutitas hidratables y gases ácidos, capaz de sustituir al lodo tradicional actualmente usado en la zona marina.

Objetivo general:

Desarrollar una innovación tecnológica en materia de fluidos de control base agua de mar con característica de baja densidad; como alternativa de solución a la problemática actual durante la perforación de zonas de baja presión en presencia de arcillas altamente reactivas y gases ácidos divalentes.

Objetivos específicos:

- Realizar un análisis estadístico de los tiempos no productivos y evaluar el impacto económico relacionado al fluido de perforación usado actualmente en zonas de pérdida de circulación y presencia de formaciones arcillosas, en el campo Cantarell.
- Caracterizar mediante análisis petrofísicos la formación de Paleoceno Inferior para determinar las arcillas predominantes y problemáticas.
- Desarrollar un sistema de fluido espumado base agua de mar con densidades menores a 0.6 gr/cm^3 que inhiba las arcillas de la formación Paleoceno Inferior, gases ácidos divalentes y que sea estable a la presión y a la temperatura.
- Evaluar a escala de laboratorio las propiedades básicas y complementarias que debe de cumplir este sistema para perforar y reparar pozos petroleros en la zona marina.
- Desarrollar un análisis comparativo de las propiedades reológicas-tixotrópicas del fluido desarrollado respecto a un fluido comercial.

CAPÍTULO
1

ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA

CAPÍTULO 1. ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA.

En este capítulo se explicará detalladamente una de las problemáticas que existen actualmente durante la perforación/reparación de pozos en el campo Cantarell. Para esto fue necesario ubicar geográficamente el campo, definir la columna geológica tipo de esta área, analizar los reportes del sistema integral de operaciones de pozos (SIOP) y realizar una estadística en donde se observe el impacto económico y los tiempos no productivos generados por logística del fluido de perforación e inestabilidad del agujero por reacción química de las formaciones arcillosas.

1.1 Ubicación geográfica del campo Cantarell.

El campo Cantarell fue descubierto en el año de 1972, al observarse una mancha de hidrocarburo que brotaba dentro de las aguas territoriales del Golfo de México, a unos 80 kilómetros al noroeste de la costa de Cd. Del Carmen, en una zona conocida como la Sonda de Campeche, como se ilustra en la figura 1.1. Ésta se encuentra ubicada al sureste de la República Mexicana y tiene una extensión aproximada de 15,500 kilómetros cuadrados. El campo Cantarell es un yacimiento naturalmente fracturado y está dividido en 5 bloques principales como son: Akal, Nohoch, Chac, Kutz y Sihil. [1]

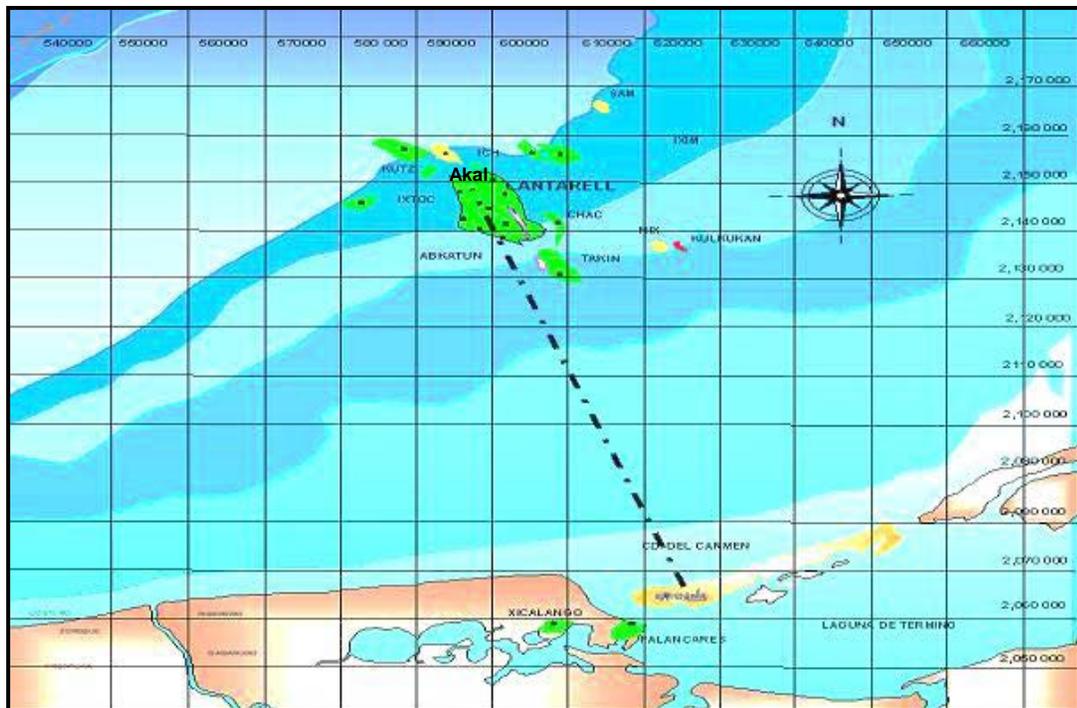


Figura 1.1. Ubicación del Campo Cantarell.

1.2 Columna Geológica tipo del campo Cantarell.

En la figura 1.2 se observa la columna estratigráfica típica del campo Cantarell, la cual está compuesta de por 4 periodos (Cuaternario, Terciario, Cretácico y Jurásico) y 11 épocas geológicas (Reciente pleistoceno, Plioceno, Mioceno, Oligoceno, Eoceno, Paleoceno superior e inferior, Cretácico superior o BTPKS, Cretácico medio e inferior, Jurásico superior, Jurásico medio) las cuales se describen detalladamente a continuación^[2]:

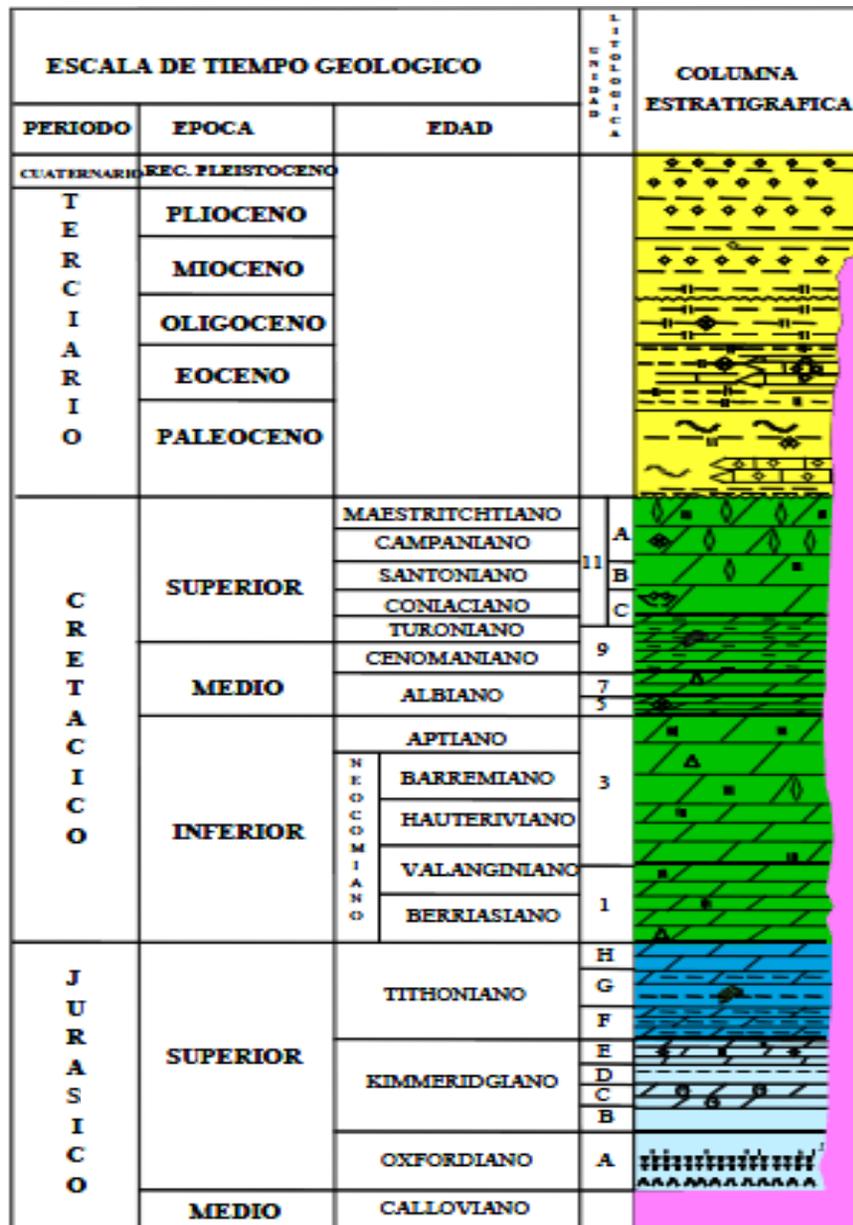


Figura 1.2. Columna estratigráfica tipo de Cantarell.

Reciente pleistoceno:

Es una época geológica que comienza hace 2,59 millones de años y finaliza aproximadamente 12,000 años, precedida por el Plioceno. El término pleistoceno deriva del griego pleistos "lo más" y kainos "nuevo".

Su litología está dominada por arena gris claro, de grano fino y restos de bioclastos, se observan intercalaciones de lutita gris suave, calcárea y ligeramente arenosa; arenisca constituida por cuarzo, líticos y materia carbonosa, gris y negro de grano fino, subangulosos a subredondeados con cementante calcáreo y matriz arcillosa, porosidad primaria intergranular visual de $\pm 4-5\%$, fragmentos de moluscos; mudstone crema de aspecto cretoso.

Plioceno:

Está constituido en la parte superior por una alternancia de limolita, fangolita y arenita muy fina, de color gris medio claro, gris castaño y gris castaño verdoso. Y en su parte media e inferior por cuerpos de lutitas con abundantes foraminíferos con una fracción de arenisca de cuarzo, gris claro, grano fino a medio, granos subredondeados, cementante calcáreo, matriz arcillosa, semidura, porosidad primaria intergranular visual de $\pm 3-4\%$ hasta 15% en la parte superior.

Mioceno:

Esta formación está constituida por una alternancia de arena de grano medio y lutitas calcáreas bentoníticas de semidura a dura color gris verdoso a gris oscuro, cementadas por material calcáreo y matriz arcillosa, asimismo presentan contenido faunísticos propios de aguas someras y baja porosidad intergranular.

Oligoceno:

Esta unidad está constituida por lutitas gris verdoso a gris oscuro, ligeramente arenosa y lutita bentonítica verde olivo, compacta, con intercalaciones de capas delgadas de arenisca de grano fino a muy fino y esporádicos fragmentos de pirita diseminada. Esta zona presenta un contenido faunístico propio de aguas profundas.

Por el proceso de compactación, esta formación representa un desafío desde el punto de vista de perforación, ya que es característico encontrar presiones anormalmente altas que exigen densidades para perforarla mayores de 1.70 gr/cc.

Eoceno:

Se caracteriza por estar conformada principalmente de lutita gris verdoso, gris claro y gris oscuro, calcárea, en partes bentonítica, semidura a dura; mudstone-wackestone de bioclastos crema claro a blanco con trazas de pedernal. Presenta una porosidad de entre 3-4%.

Paleoceno Superior (PS):

Esta área está constituida en su mayoría (90%) por lutita gris verdoso, gris claro y gris oscuro, calcárea, en partes bentonítica, semidura a dura; trazas de bentonita verde esmeralda, mudstone-wackestone de bioclastos crema claro; mudstone-wackestone gris claro, crema claro y blanco de aspecto cretoso, arcilloso, semiduro a duro; pedernal ámbar.

Paleoceno Inferior (PI):

Esta formación forma parte de las primeras rocas del terciario y descansa de manera normal en los carbonatos del mesozoico representados por una brecha que en su mayoría es carbonato dolomitizado. El paleoceno inferior está constituido por lutitas café claro y gris claro en partes bentoníticas, suave a semidura, calcárea, mudstone crema y blanco compacto. Con un promedio en porcentaje de arcilla del 25% bentonita, 70% ilita y 5% otras.

Desde el punto de vista perforación es una de las zonas más problemáticas, ya comúnmente no se puede cubrir toda la zona de arcillas de esta etapa por completo debido a la pérdida de circulación de la formación consecuente (BTPKS), por tal motivo se dejan entre 30-150 mts, de estas arcillas altamente reactivas descubiertas, lo que hace difícil utilizar lodos base agua y base agua de mar.

Cretácico superior (KS):

Esta formación es desde el punto de vista económico es una de las más importantes en la zona marina y del país, ya que la máxima producción de hidrocarburos provienen de este cuerpo calcáreo (entre el 60 – 70%), por su carácter discordante su distribución cronoestratigráfica es muy irregular sin embargo está caracterizada por la presencia de carbonatos y dolomías de mudstone a wackestone altamente fracturados y ligeramente bentoníticos color crema con intercalaciones de pedernal, pirita y anhidrita, el proceso diagenético predominante en esta formación es la dolomitización y la silicificación. Tiene una muy alta porosidad derivado de búgulos y cavernas, además de una permeabilidad de hasta 10 darcys debido a las fracturas que se encuentran en toda esta zona.

Cretácico medio (KM):

Está constituido por carbonatos fracturados mudstone a wackestone de exoclastos, intraclastos y bioclastos, bentonítico, ligeramente dolomitizado y silicificado, se observan también cuerpos de dolomía microcristalina con horizontes arcillosos de lutitas oscuras y bentoníticas, se observan ligeras impregnaciones de pirita y pedernal. Presenta porosidad de hasta 5 darcys, primaria y secundaria, intercristalina, móldica, en fracturas y cavidades de origen desconocido.

Cretácico inferior (KI):

Esta formación está caracterizada por un paquete de granos muy finos de carbonatos ligeramente dolomitizados y fracturados, dolomía microcristalina con origen en mudstone a wackestone con horizontes arcillosos caracterizados por lutita oscura y bentoníticas. Presenta una porosidad de excelente de tipo primaria y secundaria (intercristalina, móldica, fracturas y cavidades de origen desconocido). Esta unidad es de gran importancia desde el punto de vista petrolero ya que aporta un alto porcentaje de la producción del campo.

Jurásico Superior Tithoniano (JST):

Esta zona está constituida de calizas arcillosas color oscuro, con intercalaciones de lutitas bituminosas ligeramente calcáreas, contienen abundante materia orgánica de origen vegetal (algáceas, restos de plantas, carbonosas) y animal (restos de pez).

Su porosidad es primaria de tipo intergranular e intercrystalina y es considerada una de las formaciones más importantes ya que se considera que es la principal roca generadora de aceite según estudios paleosedimentarios.

Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK):

Esta área está constituida en su mayoría por cuerpos de carbonatos con ligeras intercalaciones de arcilla bentonítica, los cuerpos carbonatados son generalmente dolomías mesocrystalinas de origen packstone con ligeras incrustaciones de lutita Calcárea de consistencia suave a semidura. Es de gran importancia ya que de esta formación también se extrae un alto porcentaje de hidrocarburos en la zona marina. Presenta buena porosidad móldica intercrystalina con cavidades de disolución y fracturas.

Jurásico Superior Oxfordiano (JSO):

Esta edad consiste de areniscas, arenas, limolitas y bentonitas de color gris olivo, generalmente esta serie sedimentaria está acompañada con intercalaciones delgadas y aisladas de calizas arcillosas y silicificadas. Como accesorios se llegan a observar anhidritas, cuarzo detrítico, micas etc. Su porosidad es de tipo primaria, intergranular.

Resumiendo, desde sus inicios toda la península se ha comportado como una “rampa”, constituyéndose enormes depósitos de carbonatos que han sufrido cambios de facies y procesos diagenético que han influido en forma directa en la porosidad y permeabilidad de las rocas y por ende la acumulación de hidrocarburos que afortunadamente fue positiva para la zona marina.

1.3 Configuración geométrica de pozos de perforación tipo Akal.

De manera convencional los pozos perforados en el bloque Akal están constituidos por 5 etapas, como se muestra en la figura 1.3. La etapa de 9 5/8" es de sacrificio para aislar la zona del paleoceno inferior por completo en caso de que los problemas operativos comprometan el pozo, esto también permite perforar sin problemas con lodo de baja densidad (emulsión directa 70% diesel y 30% agua de perforación) durante las siguientes etapas o incluso con fluidos base agua de mar. Con esta estrategia se minimizan los tiempos no productivos por espera de aditivos para preparar lodo de control, asimismo se reducen los problemas operativos por inestabilidad de agujero por reacción de arcillas problemáticas del Paleoceno Inferior. ^[3,4]

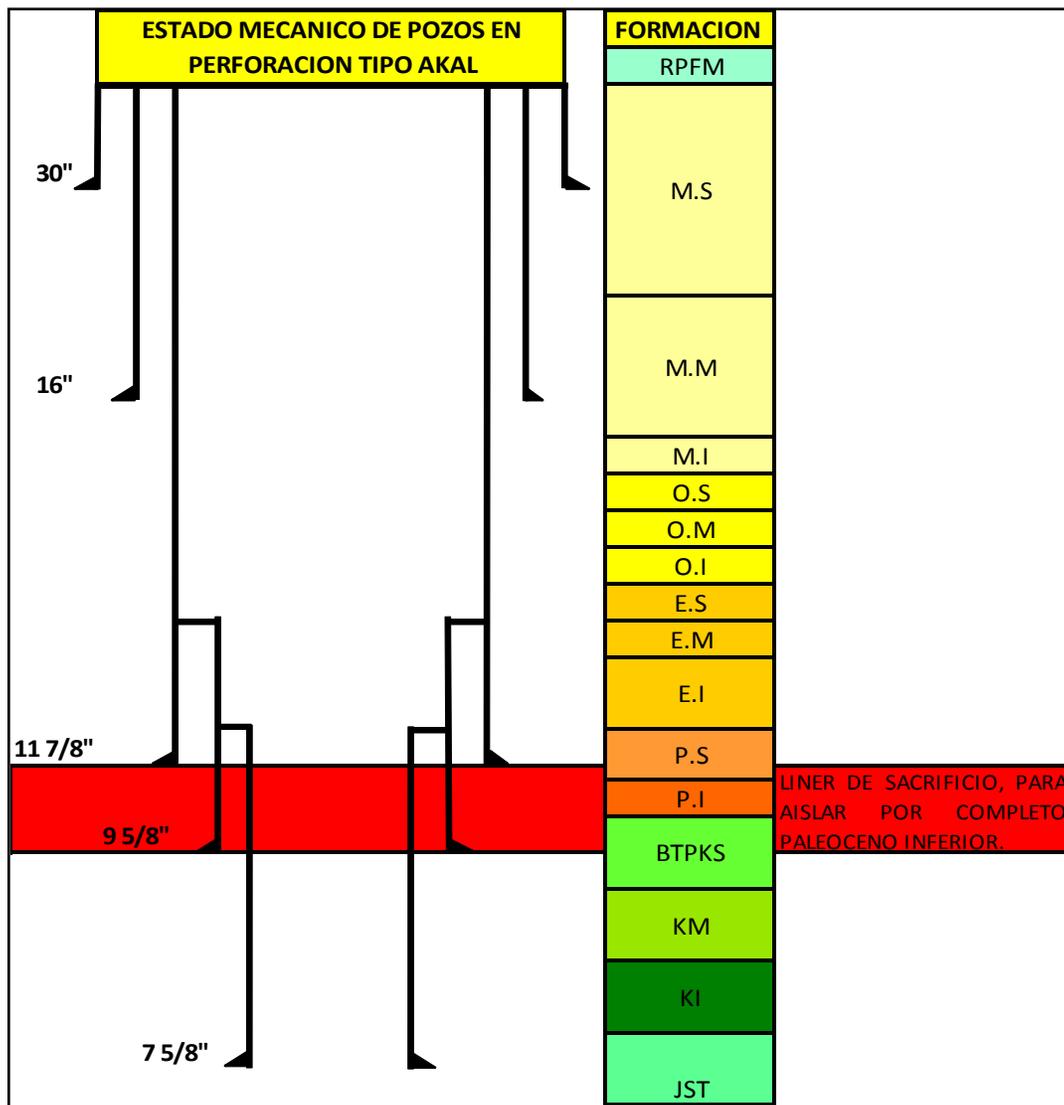


Figura 1.3. Arreglo geométrico convencional de pozos de perforación.

1.4 Configuración geométrica de pozos de reparación tipo Akal.

Los pozos de reparación del campo Akal de manera convencional, se realizan en 3 etapas de la siguiente manera^[3,4]:

- Se abre ventana en TR de 11 7/8" y se perfora esta etapa con barrena de 10 5/8" y lodo de emulsión inversa con una densidad de hasta 1.75 gr/cm³ a cima de BTPKS, se baja liner de 9 5/8" para aislar la zona de presión anormalmente alta.
- Se perfora la siguiente etapa con barrena de 8 1/2" y lodo de baja densidad de 0.90 gr/cm³ con pérdida total de circulación hasta KI o JST (dependiendo del objetivo del pozo) donde se baja el liner de 7 5/8".
- Continúa la profundización del pozo perforando con barrena de 6 1/2" y lodo de baja densidad de 0.90 gr/cm³ hasta la formación JSK, donde se baja liner de producción de 5 1/2".

A diferencia de los pozos de perforación, durante las intervenciones de reparación no existe la posibilidad de sacrificar una tubería de revestimiento, ya que como se observa en el estado mecánico en la figura 1.4, sería muy complicado llegar al yacimiento y los puntos de inyección de nitrógeno para recuperación secundaria de hidrocarburo, no serían los óptimos, dado que los mandriles no entran en el drift de la tubería de producción de 5 1/2". Por esta restricción de no bajar un liner que aisle completamente la zona arcillosa, en los pozos de reparación, los tiempos no productivos por espera de material químico y diesel para preparar lodo de baja densidad son más altos que en los de perforación, y los problemas operativos por reacción de arcilla del Paleoceno Inferior incrementan la complejidad de la perforación de esta etapa.

Asimismo los recursos utilizados para intentar minimizar los tiempos no productivos de la etapa problemática de perforación del Paleoceno Inferior-Objetivo, incrementan grandemente los costos del pozo, ya que es necesario mantener cautivos durante toda la etapa uno o más barcos loderos, además del apoyo de embarcaciones abastecedoras de químicos y diesel para preparar el fluido de perforación.

CAPÍTULO 1. ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA

En la figura 1.4, se puede observar gráficamente la configuración geométrica convencional de los pozos de reparación y los asentamientos en las diferentes formaciones.

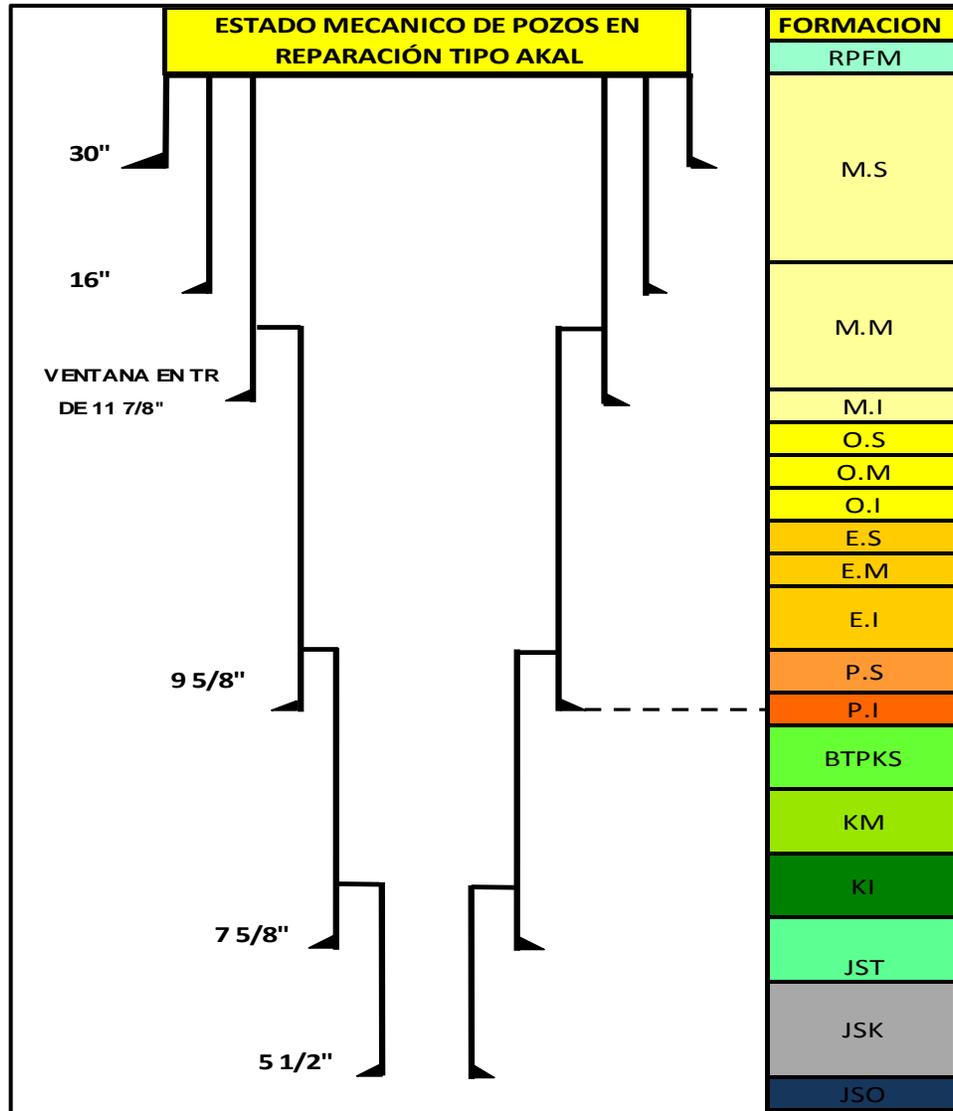


Figura 1.4 Arreglo geométrico convencional de pozos de reparación.

Nota: El asentamiento del liner de 7 5/8" se deja comúnmente 100 mts dentro de la formación del Jurásico Superior Tithoniano, para asegurar una cementación exitosa y dejar aislado el gas de la formación BTPKS (brecha terciaria del paleoceno cretácico superior), además de garantizar la ubicación del punto de inyección óptimo de gas de bombeo neumático para la extracción del aceite. ^[3,4]

1.5 Problemática en la perforación y reparación de pozos.

Derivado de la necesidad de cumplir con las demandas de producción de hidrocarburos, ha sido necesario mejorar las técnicas de perforación y reparación de pozos, de tal manera, que nos permitan minimizar los problemas operativos durante las intervenciones, reduciendo de esta forma las actividades fuera de programa.

Además por otra parte el Activo Integral Cantarell enfrenta otro problema: el tiempo, ya que derivado de la alta extracción de aceite crudo, la ventana productiva está siendo limitada rápidamente por el avance de los contactos de agua y gas. De tal forma que cada actividad no programada es tiempo menos de producción, dando como resultado altos costos de intervención y bajo tiempo de explotación, generando que el negocio sea menos rentable.

Sin embargo una de las problemáticas que más impactan los costos y los tiempos no productivos, está relacionada con el asentamiento del liner de 9 5/8" en la base del Paleoceno Inferior – Cima de BTPKS. Esto se debe a que si se perforan solo unos metros de más y encontramos la BTPKS con pérdida total de circulación, disminuye rápidamente la columna del fluido y por consecuencia la presión hidrostática sobre las paredes del pozo, ocasionando derrumbes, atrapamientos de la sarta de perforación y colapso del agujero en su totalidad. Por esta razón la mayoría de los asentamientos que se realizan en la base del paleoceno inferior no son exitosos, dejando expuesto un cuello de arcilloso altamente reactivo cuya longitud varía entre 30 y 150 mts.

El fluido de perforación comúnmente usado para esta zona de pérdida total de circulación, es una emulsión directa de agua con un alto contenido de diesel, lo que incrementa los tiempos de perforación y costos por espera de material químico, diesel y fluido perdido en la formación. Por otra parte este fluido tiene otra desventaja, ya que derivado de las propiedades físicas del sistema de emulsión directa, las paredes del pozo son mojadas al agua y esta no cuenta con la propiedad de inhibición de arcillas problemáticas, causando serios problemas operativos por reacción roca-fluido, tal como ventanas no programadas, sidetracks, atrapamiento de herramientas de registros y en el caso más extremo pérdida total del pozo, haciendo la perforación y la reparación de pozos en la zona marina menos rentable.

Para minimizar los tiempos no productivos relacionados a los fluidos de control, se ha intentado perforar la zona del PI-BTPKS, con pérdida total de circulación usando agua de mar o lodos base agua de mar, para evitar esperas por logística de material químico, diesel y agua de perforación, sin embargo no se ha tenido el éxito esperado por varias razones, entre las cuales la más importante es que los lodos base agua de mar no inhiben eficientemente el cuello arcilloso del Paleoceno Inferior, provocando que las arcillas de esta formación se derrumben, cambien los esfuerzos de la roca y ocasionen resistencias, fricciones y en algunas ocasiones hasta la pérdida de la sección perforada o el pozo en su totalidad.

También se ha hecho uso de las nuevas tecnologías, tal como: “Casing Drilling”, en un intento por realizar el asentamiento a cima de BTPKS dejando aisladas las arcillas problemáticas del Paleoceno, “Perforación con Técnica Mud Cap”, que consiste en perforar con 2 lodos de perforación al mismo tiempo y “Tubería corta Expandible”, con el objetivo de aislar la zona de arcillas sin perder diámetros, “Lodos Base Agua de Mar Ultra inhibidos”, que por la densidad de los mismos se pierden en la formación y generan tiempos de espera por material químico. De las tecnologías mencionadas anteriormente no se obtuvo el éxito esperado.^[4]

Por lo cual de las actividades no programadas que más impacto tienen en los costos de los pozos continúan siendo los problemas operativos por inestabilidad de agujero y esperas por material químico y diesel para preparar lodo de baja densidad. Esto derivado de la pérdida total de circulación en la BTPKS y al cuello arcilloso comúnmente dejado del Paleoceno Inferior.

1.6 Análisis estadístico del impacto en NPT debido al fluido de perforación.

En las tablas 1.1, 1.2, 1.3 y 1.4, se muestran las estadísticas realizadas de los pozos que fueron reparados durante los años 2008, 2009, 2010 y 2011. Observando claramente la problemática por pozo y el impacto en tiempos no productivos durante su intervención. De la misma forma en las gráficas 1.1, 1.2, 1.3 y 1.4, se discretiza el tiempo total por esperas de material químico, diesel e inestabilidad de agujero derivado del uso del lodo baja densidad o base agua de mar. El nombre de los pozos mencionados en esta estadística no corresponde a los nombres reales, esto con el objetivo de respetar la confidencialidad de la empresa.^[4]

CAPÍTULO 1. ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA

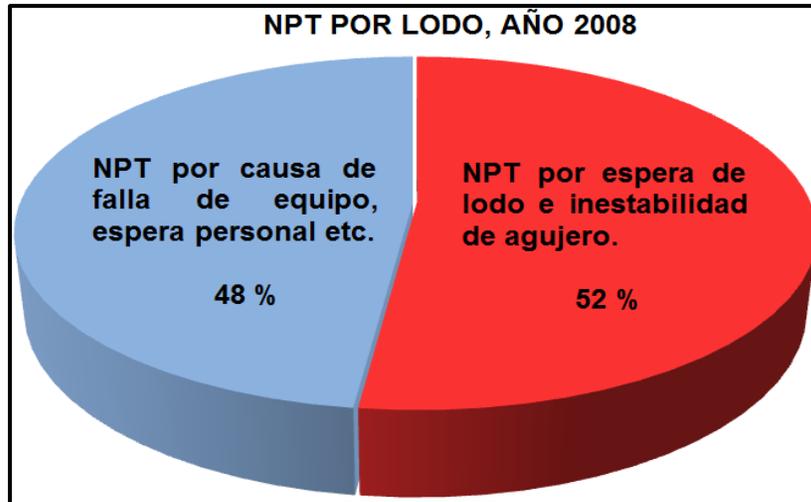
Tabla 1.1, Se observa que del total de los pozos reparados durante el 2008, el promedio de los tiempos no productivos (NPT) en las intervenciones son de 98 días. Además de un pozo perdido en su totalidad y actividades fuera de programa tal como: 5 ventanas y 1 sidetrack en la etapa PI-Objetivo.

Tabla 1.1 Tiempos No productivos en Pozos de Reparación en el año 2008.

Reparaciones mayores (ventanas) terminadas en el 2008								
Pozo	Formación Objetivo	Tiempo total de la reparación (días)	NPT totales	Tiempo de perforación etapa de P.I (días)	NPT por espera de lodo e inestabilidad de agujero por falta de inhibición de arcillas en etapa de P.I- OBJETIVO			COMENTARIOS
					DIAS	% NPT Total	% NPT Etapa	
2008-1	K.I	147	64	32	19	29.69	59.38	Pozo con buen asentamiento de liner en BTPKS, PT únicamente por espera. No se observó inestabilidad del pozo.
2008-2	J.S.K	192	35	56	24	68.57	42.86	Se usó lodo baja densidad al inicio, pero por generar tiempo de espera por diesel y químicos, cambio a lodo AMPEP el cual genero inestabilidad en el agujero.
2008-3	K.I	230	134	184	83	61.94	45.11	Abandonado por inestabilidad de agujero, reacción de lutitas del Paleoceno Inferior
2008-4	KI	337	195	200	147	75.38	73.50	Se efectuaron 3 ventanas y 1 sidetrack, por inestabilidad de agujero en P.I-KI, por reacción de lutitas.
2008-5	K.I	256	136	45	21	15.44	46.67	3 ventanas, 1 side track en terciario, pozo horizontal y con equalizers.
2008-6	K.I	155	85	64	60	70.59	93.75	2 ventanas, volumen de lodo perdido aproximado 15000 m3, lo que representa 12,000 m3 de diesel
2008-7	K.I	133	39	40	17	43.59	42.50	NPT únicamente por espera. Se trabajó con lodo baja densidad y flow drill.
PROMEDIO		207	98	89	53	52	58	

CAPÍTULO 1. ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA

Asimismo en la gráfica 1.1, se observa que del 100% del tiempo no productivo el 52% corresponde a esperas por lodo, material químico, diesel y a inestabilidad de agujero en la etapa de PI-Objetivo y el 48% a todos los demás problemas.



Gráfica 1.1, Porcentajes de NPT por causa del fluido de perforación, año 2008.

Tabla 1.2, Se observa que del total de los pozos reparados durante el 2009, el promedio de tiempos no productivos totales de la intervención es de 67 días, además de 2 pozos perdidos en su totalidad, actividades fuera de programa y un pozo que no se logró perforar hasta el objetivo programado, reduciendo su producción programada y tiempo de explotación.

Tabla 1.2 Tiempos No productivos en Pozos de Reparación en el año 2009.

Reparaciones mayores (ventanas) terminadas en el 2009								
Pozo	Formación Objetivo	Tiempo total de la reparación (días)	NPT totales	Tiempo de perforación etapa de P.I (días)	NPT por espera de lodo e inestabilidad de agujero por falta de inhibición de arcillas en etapa de P.I- OBJETIVO			COMENTARIOS
					DIAS	% NPT Total	% NPT Etapa	
2009-1	K.I	171	107	114	93	86.92	81.58	Se intentó usar flow drill para evitar esperas pero se observó inestabilidad de agujero por reacción de lutitas, regresando a usar lodo baja densidad.
2009-2	KI	151	85	54	46	54.12	85.19	Se intentó usar lodo AMPEP para evitar esperas pero se observó inestabilidad de agujero por reacción de lutitas

CAPÍTULO 1. ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA

Continuación de tabla 1.2, pozos reparados en el año 2009.

Reparaciones mayores (ventanas) terminadas en el 2009								
Pozo	Formación Objetivo	Tiempo total de la reparación (días)	NPT totales	Tiempo de perforación etapa de P.I (días)	NPT por espera de lodo e inestabilidad de agujero por falta de inhibición de arcillas en etapa de P.I- OBJETIVO			COMENTARIOS
					DIAS	% NPT Total	% NPT Etapa	
2009-3	JSK	119	43	48	32	74.42	66.67	Se contó con el apoyo de 2 barcos loderos a disposición, se perforaron 1131 mts con pérdida total de lodo baja densidad, perdiendo un total de 11935 m3 de lodo baja densidad que equivale a 8355 m3 de diesel.
2009-4	JSK	98	36	41	16	44.44	39.02	Se realizó un excelente asentamiento a solo 5 mts de la cima de la BTPKS dejando casi todo P.I cubierto por lo cual fue posible alternar el uso del lodo baja densidad con un lodo base agua de mar sin observar inestabilidad de agujero, sin embargo aun así, se reportó pérdida de 7850 m3 de lodo baja densidad.
2009-5	KI	144	53	31	18	33.96	58.06	Aunque se encontraron algunas resistencias, se vencieron fácilmente. Se contó con apoyo de barcos loderos la mayor parte del tiempo.
2009-6	BTPKS	190	90	46	30	33.33	65.22	Se usó únicamente lodo baja densidad por que le objetivo es BTPKS donde se presenta pérdida total de circulación. De haber usado flow drill, la inducción del pozo sería más complicada
2009-7	KI	71	13	26	10	76.92	38.46	Aunque el liner a cima de BTPKS quedo 70 mts arriba, el equipo de perforación (Octapodo) es de gran capacidad en presas, por lo que los tiempos por espera por lodo fueran pequeños, asimismo se usó lodo base agua de mar observando resistencias pero con la potencia del equipo lograron ser vencidas.
2009-8	KI	100	34	37	17	50.00	45.95	El asentamiento a cima de BTPKS quedo 100 mts arriba de lo esperado, dejando parte del paleoceno superior y el paleoceno inferior descubiertos, lo cual genero muchas complicaciones, aunque el equipo de perforación es de gran capacidad.

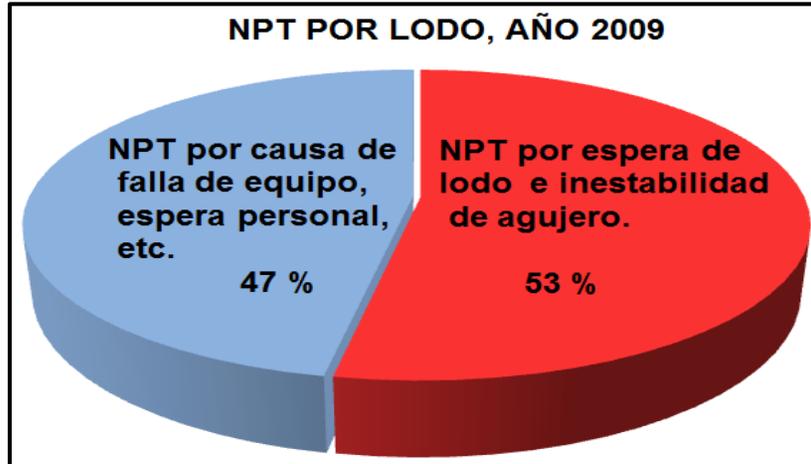
CAPÍTULO 1. ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA

Continuación de tabla 1.2, pozos reparados en el año 2009.

Reparaciones mayores (ventanas) terminadas en el 2009								
Pozo	Formación Objetivo	Tiempo total de la reparación (días)	NPT totales	Tiempo de perforación etapa de P.I (días)	NPT por espera de lodo e inestabilidad de agujero por falta de inhibición de arcillas en etapa de P.I- OBJETIVO			COMENTARIOS
					DIAS	% NPT Total	% NPT Etapa	
2009-9	KI	187	75	50	17	22.67	34.00	Se alternó el uso de lodo baja densidad con flow drill, perdiendo un total de 40,777 m3. Aunque se encontraron varias resistencias fue posible vencerlas.
2009-10	KI	131	30	53	17	56.67	32.08	Se alternó el uso de lodo de baja densidad con lodo base agua de mar, ocasionando inestabilidad de agujero y muchas resistencias, sin embargo se logró finalizar la etapa conforme a programa.
2009-11	JSK	158	85	73	35	41.18	47.95	Abrió ventana 10 mts antes de la BTPKS en formación P.I, por lo cual fue necesario perforar con lodo baja densidad. Se intentó usar lodo base agua de mar, pero se observó inestabilidad de agujero, por lo cual se regresó al uso del baja densidad.
2009-12	KM	146	114	72	52	45.61	72.22	Pozo perdido por inestabilidad de agujero al activar las lutitas del P.S-PI con el lodo flow drill y quedar atrapada sarta, teniendo que sacrificar una TR. Y por falla mecánica al corregir hermeticidad en la BL de liner de 7 5/8" dejar pescado dentro del liner de 9 5/8" teniendo que taponar y abandonar el pozo. Lodo perdido de baja densidad aproximado 16,000 m3.
2009-13	JSK	111	65	73	51	78.46	69.86	Pozo suspendido por imposibilidad de perforar etapa PS-JSK por inestabilidad de agujero, se intentó usar alternadamente lodo baja densidad con flow drill, sin embargo al iniciar con el lodo base agua de mar se observó 5 veces sarta atrapada, dejando 1 pez, abriendo ventana en TR de 7 5/8" con lodo flow drill continuando los problemas, por lo cual se abandona la intervención. Lodo flow drill perdido 23,200 m3, lodo baja densidad: 1500 m3.
2009-14	JSK	201	109	64	44	40.37	68.75	No se logró perforar conforme a lo programado por problemas de inestabilidad de agujero por reactividad de arcillas del paleoceno, quedando el liner 480 mts arriba de lo programado. Además de la imposibilidad de continuar perforando por las resistencias y la pérdida de lodo excesiva para continuar perforando.
PROMEDIO		141	67	56	34	53	58	

CAPÍTULO 1. ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA

Asimismo en la gráfica 1.2, se observa que del 100% del tiempo no productivo el 53% corresponde a esperas por lodo, material químico, diesel y a inestabilidad de agujero en la etapa de PI-Objetivo y el 47% a todos los demás problemas.



Gráfica 1.2, Porcentajes de NPT por causa del fluido de perforación, año 2009.

Tabla 1.3, Se observa que del total de los pozos reparados durante el 2010, el promedio de tiempos no productivos totales de la intervención es de 71 días. Se perdió 1 pozo en su totalidad debido al atrapamiento de una sonda radioactiva por toma de registro de litodensidad. Se efectuaron 6 ventanas y 2 sidetrack fuera de programa, debido a la inestabilidad de agujero por reacción de las arcillas del Paleoceno Inferior. Además estos problemas ocasionaron que existiera la necesidad de cambiar la terminación de los pozos disminuyendo su producción programa y su tiempo de explotación.

Tabla 1.3 Tiempos No productivos en Pozos de Reparación en el año 2010.

Reparaciones mayores (ventanas) terminadas en el 2010								
Pozo	Formación Objetivo	Tiempo total de la reparación (días)	NPT totales	Tiempo de perforación etapa de P.I (días)	NPT por espera de lodo e inestabilidad de agujero por falta de inhibición de arcillas en etapa de P.I-OBJETIVO			COMENTARIOS
					DIAS	% NPT Total	% NPT Etapa	
2010-1	KI	171	85	83	54	63.53	65.06	Se usó únicamente lodo flow drill HD y se observaron pocos problemas operativos sin embargo los tiempos por espera de lodo continúan siendo altos.

CAPÍTULO 1. ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA

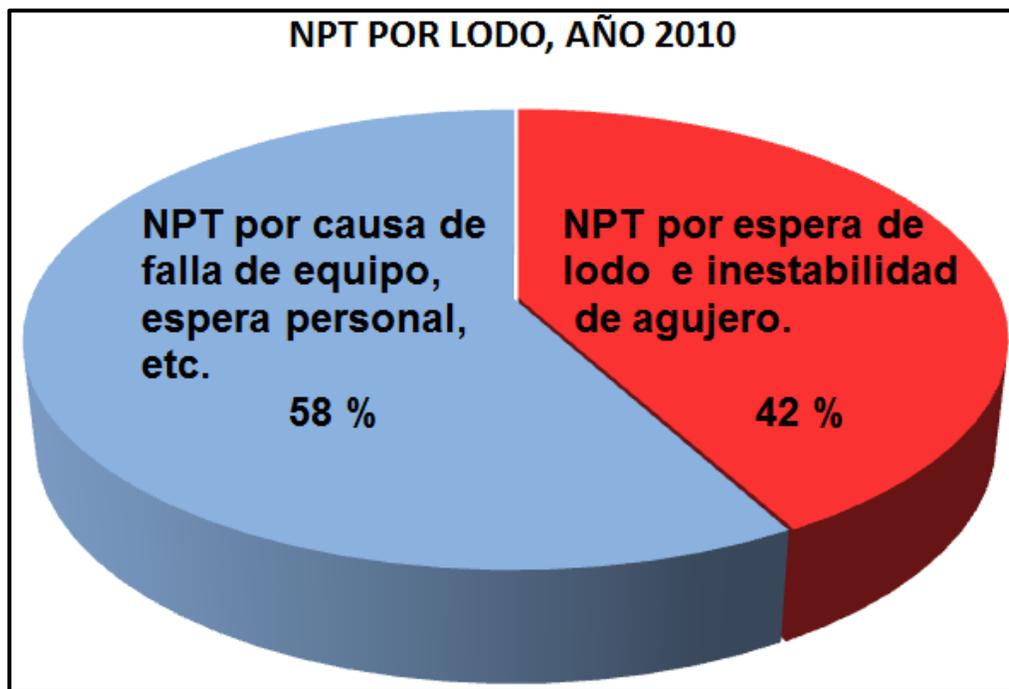
Continuación de tabla 1.3, pozos reparados en el año 2010.

Reparaciones mayores (ventanas) terminadas en el 2010								
Pozo	Formación Objetivo	Tiempo total de la reparación (días)	NPT totales	Tiempo de perforación etapa de P.I (días)	NPT por espera de lodo e inestabilidad de agujero por falta de inhibición de arcillas en etapa de P.I- OBJETIVO			COMENTARIOS
					DIAS	% NPT Total	% NPT Etapa	
2010-2	KI	273	151	54	24	15.89	44.44	Se contó con el apoyo de 3 barcos loderos, después del asentamiento aislando PI, se presentaron problemas operativos no relacionados con la formación, se abrieron 4 ventanas y aisló sonda radiactiva de registro de litodensidad, ocasionando una intervención no exitosa.
2010-3	KM	67	17	25	10	58.82	40.00	Se perforaron únicamente 377 mts, con lodo baja densidad, donde se observaron ligeras resistencias que se vencieron fácilmente.
2010-4	BTPKS	193	120	150	92	76.67	61.33	Se usó lodo baja densidad y flow drill para perforar esta sección, observando problemas de inestabilidad de agujero, por lo que fue necesario abrir 2 ventanas, sacrificar un diámetro y realizar un side track. Cambiando por completo el programa. Lodo flow drill perdido: 22,000 m3 y lodo baja densidad: 3000 m3 aproximadamente.
2010-5	JSK	217	88	72	36	40.91	50.00	Se usó lodo baja densidad y AMPEP, sin embargo se presentaron muchas resistencias punteadas que provocaban mucha pérdida de lodo a vencerlas y NPT por espera de lodo.
2010-6	JSK	95	15	28	1.56	10.40	5.57	Se realizó un excelente asentamiento de liner a cima de BTPKS lo que permitió que se perforara con agua de mar prácticamente toda la sección, evitando NPT por lodo.
2010-7	BTPKS	70	18	16	2	11.11	12.50	Únicamente se perforaron 277 mts con lodo baja densidad, de los cuales fueron solo 180 mts con pérdida de circulación, sin embargo se observaron pequeñas resistencias durante la etapa.
2010-8	JSK	130	70	58	43	61.43	74.14	Se perforo con lodo baja densidad y flow drill, con este último ocasionando inestabilidad de agujero, sarta atrapada y side track. Se continuó perforando el resto de la etapa con lodo baja densidad observando resistencias pero logrando vencerlas.
PROMEDIO		152	71	61	33	42	44	

CAPÍTULO 1. ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA

Asimismo en la gráfica 1.3, se observa que del 100% del tiempo no productivo el 42% corresponde a esperas por lodo, material químico, diesel e inestabilidad de agujero en la etapa de PI-Objetivo y el 58% a todos los demás problemas tal como fallas de equipo, espera por personal, mal tiempo, problemas operativos en la etapa de terciario y la terminación del pozo.

En este año se observa una disminución de aproximadamente del 10% de tiempos no productivos por espera de material químico, diesel e inestabilidad de agujero en la etapa de Paleoceno Inferior-Objetivo, esto puede deberse a que los asentamientos a cima de BTPKS se realizaron con más eficiencia lo cual permitió en varios pozos alternar el uso del fluido baja densidad con el lodo base agua de mar.



Gráfica 1.3, Porcentajes de NPT por causa del fluido de perforación, año 2010.

CAPÍTULO 1. ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA

Tabla 1.4, Se observa que del total de los pozos reparados durante el 2011, el promedio del tiempo no productivo es de 54 días por reparación, lo cual corresponde a un tiempo menor en comparación con los otros años. Esto se debe a que los objetivos programados en el año 2011, se encuentran en formaciones más someras, disminuyendo el tiempo de la perforación.

Tabla 1.4 Tiempos No productivos en Pozos de Reparación en el año 2011.

Reparaciones mayores (ventanas) terminadas en el 2011								
Pozo	Formación Objetivo	Tiempo total de la reparación (días)	NPT totales	Tiempo de perforación etapa de P.I (días)	NPT por espera de lodo e inestabilidad de agujero por falta de inhibición de arcillas en etapa de P.I- OBJETIVO			COMENTARIOS
					DIAS	% NPT Total	% NPT Etapa	
2011-1	JSK	283	180	193	103	57.22	53.37	Se utilizó un liner expandible de sacrificio para aislar la zona problemática ya que fue imposible continuar perforando. Al quedar aislada la zona se usó agua de mar y hubo atrapamiento de sarta por empaquetamiento, se efectuó side track y bajo liner, teniendo que terminar el pozo en agujero descubierto.
2011-2	KI	128	50	43	24	48.00	55.81	El asentamiento dejó 97 mts de cuello arcilloso problemático descubierto, mismo que por reacción de las arcillas ocasiono 2 atrapamientos de los que lograron librar y 3 intentos de atrapamiento. Los problemas fueron inmediatos al usar lodo flow drill por lo cual se cambió nuevamente a lodo baja densidad, continuando los problemas.
2011-3	BTPKS	71	7	17	3.5	50.00	20.59	Se realizó un mal asentamiento de liner a cima de BTPKS dejando 140 mts de cuello arcilloso que provoco problemas operativos. Únicamente se observó pérdida parcial mínima y se perforaron solo 250 mts.
2011-4	BTPKS	114	73	59	41	56.16	69.49	Aunque se utilizó la tecnología liner drilling el asentamiento no fue el ideal, ya que se dejó 63 mts de cuello arcilloso, mismo que provoco que el agujero se desestabilizara por reacción de las arcillas del P.I y atrapara la sarta de perforación teniendo que efectuar side track.
2011-5	JSK	103	25	12	10	40.00	83.33	El asentamiento dejó 50 mts de cuello arcillo, mismo que provoco muchas resistencias al perforar, sin embargo no hubo atrapamiento de sarta. Se perforaron en total 650 mts con lodo baja densidad perdiendo aproximadamente 11500 m3 únicamente en esta etapa.

CAPÍTULO 1. ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA

Continuación de tabla 1.4, pozos reparados en el año 2011.

Reparaciones mayores (ventanas) terminadas en el 2011								
Pozo	Formación Objetivo	Tiempo total de la reparación (días)	NPT totales	Tiempo de perforación etapa de P.I (días)	NPT por espera de lodo e inestabilidad de agujero por falta de inhibición de arcillas en etapa de P.I- OBJETIVO			COMENTARIOS
					DIAS	% NPT Total	% NPT Etapa	
2011-6	BTPKS	74	12	14	2	16.67	14.29	Aunque el liner dejo más de 100 mts descubierto, siempre se contó con circulación por lo cual los recortes salían a superficie evitando problemas operativos.
2011-7	BTPKS	122	47	55	41	87.23	74.55	Se dejaron 100 mts de P.I descubierto, lo cual provoco inestabilidad de agujero al ser perforado con lodo baja densidad y lodo flow drill HD. Derivado de este problema se tuvo que abrir una ventana en TR de 7 5/8" con barrena de 6 1/2", ampliar el agujero a 7" y bajar liner expandible para dejar cubierto el cuello de arcillas problemáticas, sin embargo no fue posible bajar el liner expandible por resistencias, teniendo que modificar la terminación del pozo y reduciendo su vida útil.
2011-8	JSK	128	39	44	20	51.28	45.45	Aunque se realizó un asentamiento dejando aproximadamente 140 mts de arcilla problemática, se contó con apoyo de 2 barcos loderos por lo que esa parte se perforo de manera rápida, haciendo que con respecto a la presión de la BTPKS (47 kg/cm ²) el nivel del fluido no estuviera siempre en contacto con las arcillas y evitando así problemas representativos.
PROMEDIO		128	54	55	31	51	52	

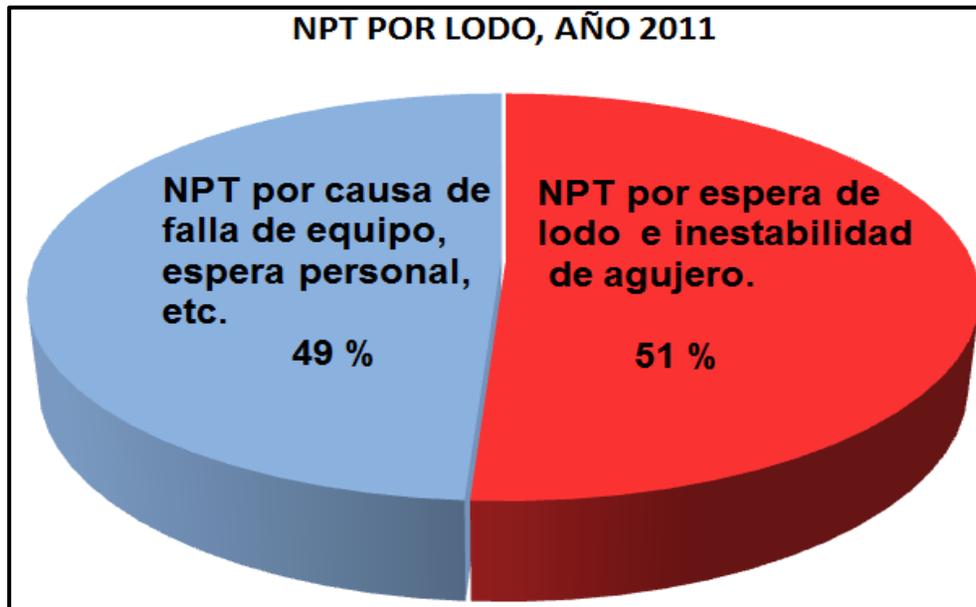
Asimismo en la gráfica 1.4, se observa que del 100% del tiempo no productivo el 51% corresponde a esperas por lodo, material químico, diesel y a inestabilidad de agujero en la etapa de PI-Objetivo y el 49% a todos los demás problemas tal como fallas de equipo, espera por personal, mal tiempo, problemas operativos en la etapa de terciario y la terminación del pozo.

CAPÍTULO 1. ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA

Este año es muy interesante ya que se usaron varias tecnologías tal como “liner expandible”, mismo que se observó no es de gran eficiencia ya que una vez desestabilizado el agujero por reacción de las arcillas problemáticas es extremadamente difícil bajar el liner para cubrir la zona problemática.

También se intentó usar la tecnología del “Perforación con tubería de revestimiento corta o liner drilling” para realizar el asentamiento a cima de la BTPKS sin dejar descubierto el cuello arcilloso del Paleoceno Inferior, sin embargo ya que mediante esta técnica no se cuenta con toma de registros en tiempo real es muy difícil lograr este asentamiento de manera precisa, tal como se observó en el pozo 2011-4.

Por lo cual la disminución del tiempo no productivo en promedio en el año 2011 se debe a las formaciones objetivos de los pozos y al comportamiento geológico, ya que en algunos pozos no se observó pérdida total de circulación o solo se perforaron menos de 300 mts después del asentamiento en BTPKS.



Gráfica 1.4, Porcentajes de NPT por causa del fluido de perforación, año 2011.

1.7 Análisis del impacto económico de la problemática.

En base a la estadística presentada se observa que en promedio se pierden 75 días por cada reparación mayor en los pozos, únicamente por causa del mal uso de los fluidos de perforación. Debido a esto se puede hacer un balance económico usando costos aproximados como se muestra en la tabla 1.5:

Tabla 1.5 Análisis del impacto económico de la problemática.

REPARACIONES MAYORES, VENTANAS			COSTOS					
AÑO	TIEMPOS NO PRODUCTIVOS	METROS CUBICOS DE FLUIDO PERDIDO EN FORMACIÓN	EQUIPO (\$/DIA)	FLUIDO DE PERFORACIÓN (\$/M3)	LOGISTICA (\$/DIA)	PRODUCCION DIFERIDA (\$/BARRIL)	ADMINISTRATIVO (\$/DIA)	COSTO TOTAL DEBIDO AL FLUIDO DE CONTROL
2008	371	105,000.00	2,230,931.00	15,000.00	300,000.00	1,200.00	450,000.00	3,571,325,401.00
2009	490	140,000.00	2,500,000.00	15,000.00	300,000.00	1,200.00	450,000.00	4,868,500,000.00
2010	280	100,000.00	2,600,000.00	15,000.00	300,000.00	1,200.00	450,000.00	3,110,000,000.00
2011	248	150,000.00	2,900,000.00	15,000.00	300,000.00	1,200.00	450,000.00	3,750,400,000.00
* Costos referidos a pesos en el año 2011.							TOTAL	15,300,225,401.00

Por las problemáticas explicadas anteriormente, una solución que se propone en esta tesis es el desarrollo de un fluido base agua de mar de baja densidad con capacidad de inhibir, arcillas altamente problemáticas como las explicadas anteriormente, así como disminuir la pérdida de circulación en la zona de BTPKS. Esto con el objetivo de evitar repasos, derrumbes, pegaduras de tubería, fricciones, esperas por diesel o material químico para generar lodo, mismos que se traducen en atrasos de las operaciones, gastos excesivos en el reacondicionamiento de lodos y en ocasiones el cierre total del pozo con altas pérdidas económicas.

CAPÍTULO 2

BASES DEL DISEÑO DE UNA ESPUMA

CAPÍTULO 2. BASES TEÓRICAS DEL DISEÑO.

Derivado del impacto económico detallado en el capítulo 1 de esta tesis, una solución que se propone, es el desarrollo de un fluido espumado de baja densidad base agua de mar con capacidad de inhibir arcillas altamente reactivas, que permita perforar formaciones de lutitas problemáticas minimizando las pérdidas de circulación en zonas depresionadas o altamente fracturadas.

Sin embargo para lograr desarrollar exitosamente este fluido, es necesario analizar y comprender que es una espuma, los fenómenos físico-químicos que la gobiernan y su uso durante la perforación de pozos. Por tal motivo en este capítulo se explicaran de manera detallada, el concepto de una espuma, los fenómenos superficiales e interfaciales que la rigen y su aplicación como fluido de control en las operaciones de perforación.

2.1 Espumas.

Una espuma es una dispersión coloidal en la que se dispersa un gas en una fase líquida continua, quedando así burbujas de gas ocluidas dentro del líquido. Las burbujas de una espuma generalmente tienen diámetros mayores de 10 micras y pueden ser mayor que 1000 micras. Sin embargo la estabilidad de la espuma no es necesariamente una función del tamaño de la burbuja.

Una vista bidimensional de un sistema de espuma se representa en la Figura 2.1. La estructura de la espuma en general está contenida por un volumen de líquido en el fondo y en el lado superior de una segunda fase, en este caso el gas. Dentro de la región ampliada, se muestran las varias partes de la estructura de la espuma.^[5,6]

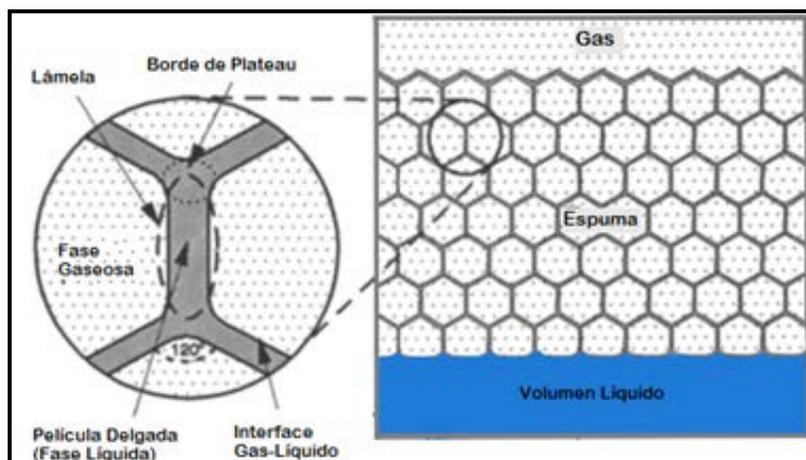


Figura 2.1 Estructura de una espuma.

2.1.1 Tipos de Espumas.

De manera general las espumas se clasifican de acuerdo a la fracción gas-líquido del sistema en dos tipos, a) espumas húmedas y b) espumas secas. Sin embargo para las operaciones de perforación de pozos petroleros, las condiciones de los fluidos espumados son muy específicas, por lo tanto es necesario formularlos con aditivos especiales que cumplan con los requerimientos necesarios para su aplicación. Esto genera dos tipos de espumas especiales, c) espumas estables y d) espumas rígidas, mismas que se describirán a continuación. ^[5,7]

a) Espumas Húmedas.

Las burbujas en las espumas húmedas son esferas tridimensionales, es decir aquellas con fracciones de volumen de gas de hasta $\phi = 0,74$, la fracción de volumen máximo posible para una fase interna formada uniformemente por esferas incompresibles, pero las burbujas de espuma húmeda comienzan a distorsionarse y tomar forma de espumas secas, en el intervalo $0,74 < \phi < 0,83$ (aproximadamente). En las espumas aún más secas de las células espumosas toman una variedad de formas poliédricas, para una fracción de volumen de gas de $\phi > 0,83$, hay muchos poliedros que pueden existir en las espumas, una de las formas del modelo que puede ser el más estable, en términos de minimizar la energía libre superficial, es el poliedro de Kelvin, que tiene ocho caras no planas hexagonales y seis caras planas cuadrilátero.

b) Espumas Secas.

En una espuma persistente las burbujas esféricas se transforman en celdas poliédricas separados por películas de líquido casi planas. Tales espumas se conocen como espumas secas. Los poliedros formados son casi, pero no del todo, dodecaedros regulares. Tal como se observa en la región ampliada de la Figura 2.1, la fase gaseosa se separa de la delgada película del líquido, por una interfaz bidimensional. En realidad no es una superficie divisoria entre el gas y propiedades del líquido. Dictado por conveniencia matemática, el comportamiento físico de la región interfacial se aproxima por una fase de superficie de dos dimensiones (la superficie de Gibbs). Para los propósitos prácticos, una lámina se define como la región que abarca la película delgada, las dos interfaces a cada lado de la película delgada, y parte de la unión a otra láminas.

La disposición de las películas que se unen en ángulos iguales de 120° (llamado, ángulo de Steiner) son resultado de la igualación de los vectores de tensión superficial, o fuerzas contratantes, a lo largo de las películas líquidas. Las burbujas en una espuma se organizan de forma poliédrica de tal manera que, a lo largo de la frontera de una lámina, tres láminas se unen en ángulos de 120° , al cual se denomina borde de Plateau. En tres dimensiones, cuatro láminas se encuentran en un punto en ángulo tetraédrico, aproximadamente 109° . Las observaciones de las espumas en estado dinámico muestran que cada vez que se unen algunas películas, se lleva a cabo una reordenación de inmediato para restaurar los cruces de sólo tres películas en las fronteras en dos dimensiones, cuatro láminas en tres dimensiones.

c) Espumas Estables.

Los sistemas de perforación con espuma estable se producen por la inyección de agua dentro de la corriente de aire conteniendo de 1 a 2% de agente espumante por volumen a la presión de inyección. Esta concentración de agente espumante, con una cuidadosamente controlada tasa de inyección de fluido y gas, produce una espuma viscosa que tiene una consistencia similar a la espuma de afeitarse.

d) Espumas Rígidas.

Las espumas rígidas son una variación de las espumas estables, ya que aparte del agente espumante se le agregan polímeros y bentonita que mejoran las propiedades reológicas del sistema y permite dar mayor estabilidad al agujero.

2.2 Etapas de una espuma.

La vida de una espuma generalmente se divide en tres etapas, las cuales se han definido como:

- 1) Formación de la espuma, que puede darse en unos segundos hasta algunos minutos.
- 2) Maduración y colapso de la espuma, desde la espuma húmeda a la espuma seca donde el espesor de la película es todavía grande respecto a la escala coloidal, esto puede tardar de algunos minutos a algunas horas.
- 3) Persistencia de las espumas secas cuya estabilidad de la película depende de las interacciones coloidales que puede ser de varias horas a varios días dependiendo del caso.^[8,9]

2.2.1 Formación de la Espuma.

Existen dos métodos para formar espumas. En el primero un gas previamente disuelto en un líquido se libera por un cambio físico por lo general por un descenso de la presión o un aumento de la temperatura. En el segundo caso al que daremos mayor importancia, un aparato mecánico permite introducir burbujas de gas en el seno del líquido, por lo general por agitación violenta o burbujeo.

Una estructura de espuma siempre se puede formar en un líquido si las burbujas de gas se inyectan más rápido de lo que las películas de líquido se drenan dejando escapar las burbujas de gas. A pesar de que las burbujas se unen tan pronto como el líquido entre ellas se evapora, se forma una dispersión temporal.

En los líquidos puros las burbujas de gas se levantarán y separarán, aproximándose a la ley de Stokes. Cuando dos o más burbujas se juntan por coalescencia se forma una burbuja más grande y no existe una elasticidad en la película de líquido que permita mantener ocluida la burbuja. Sin embargo mediante la adición de un agente tensoactivo en la interface gas-líquido permite que la película del líquido tenga cierta elasticidad haciendo la estructura de la espuma más persistente. Aquí cuando dos burbujas de gas se aproximan la película de líquido se adelgaza en lugar de romperse, manteniendo atrapada la burbuja de gas.

La mayoría de las espumas que tienen cualquier persistencia significativa contienen gas, líquido y un agente espumante. El agente espumante puede ser un tensoactivo, macromoléculas, o sólidos finamente divididos. El agente espumante es necesario para reducir la tensión superficial, y ayudar en la formación de una mayor área interfacial con un mínimo de energía mecánica, además de ser importante para formar una película protectora en las superficies de burbujas que evite la coalescencia de las burbujas. ^[8,9]

2.2.2 Maduración y Colapso de una Espuma.

Una vez que la espuma se forma, ésta sufre una degradación más o menos lenta, a una escala de tiempo de algunos minutos a algunas horas, en la cual el sistema cambia de ser una espuma húmeda a una espuma seca, pasando por diferentes mecanismos: (a) la

segregación y el drenaje gravitacional, (b) la succión capilar y (c) la difusión gaseosa intra-burbuja. ^[8,9]

a) Segregación de burbujas y drenaje gravitacional del líquido.

Durante los primeros instantes se produce una segregación gravitacional de las burbujas partiendo del hecho que el empuje de Arquímedes es más fuerte sobre las burbujas grandes que sobre las pequeñas (figura 2.2, a la izquierda). El rearrreglo relativo de las burbujas no se puede hacer fácilmente hasta que la espuma contenga una proporción volumétrica de líquido mínimo en el orden del 15-20 %. Por tanto, esto se produce sobre todo en los primeros momentos.

El drenaje gravitacional del líquido hacia abajo se produce durante toda la vida de la espuma, pero es evidente que es más importante en la espuma húmeda (figura 2.2 , a la derecha). ^[8,9]

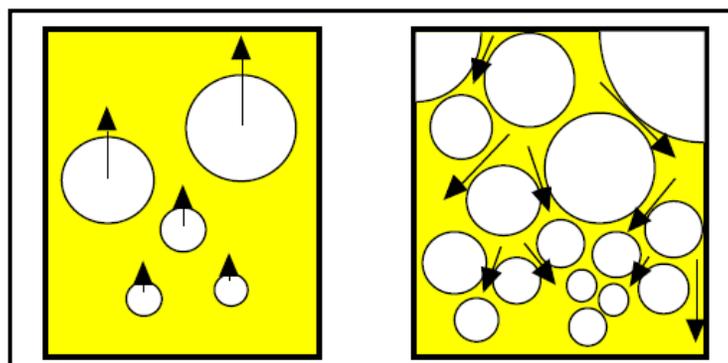


Figura 2.2 Segregación de las burbujas y drenaje del líquido en la espuma húmeda.

b) Succión capilar.

La proporción de líquido presente en la espuma disminuye rápidamente debido al drenaje del líquido hacia abajo, antes que nada por simple acción de la gravedad sobre el líquido que se encuentra en las burbujas, luego por fenómenos más complejos cuando las burbujas pierden su forma esférica para devenir poliédricas.

En éste momento el contenido de líquido no excede al 10% y continua disminuyendo ya que la diferencia de curvatura entre los bordes de Plateau (figura 2.3) y la parte plana de las películas según la ley de Laplace producen un gradiente de presión. Esta es la fuerza

que desplaza el líquido del centro de las películas hacia los bordes de Plateau, gracias a un mecanismo llamado succión capilar. Este líquido es seguidamente drenado por la gravedad hacia la parte inferior de la espuma en los bordes de Plateau.

La espuma puede entonces comenzar a degradarse por ruptura de las películas relativamente delgadas (algunos micrómetros o de menor espesor), en particular si las condiciones que favorecen al efecto Gibbs-Marangoni no son adecuadas, o si no existen mecanismos de estabilización de perturbaciones de la película intra-burbuja. De todas maneras, la ruptura de las películas no se produce necesariamente durante esta segunda etapa y la espuma puede persistir y continuar su evolución lentamente. [5]

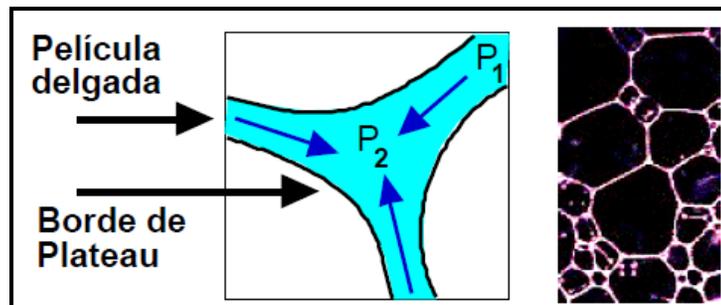


Figura 2.3 Succión capilar del líquido del centro de la película hasta los bordes de Plateau.

c) Difusión gaseosa intra-burbuja.

Cuando las burbujas son poliédricas, las películas intra-burbujas se comportan como películas planas de poco espesor, pero a causa de la ley de Laplace la presión es mayor en las burbujas pequeñas que en las grandes. En consecuencia, existe por lo general un gradiente de presión de una parte y de la otra de una película, que induce una difusión gaseosa a través de ésta película (figura 2.4).

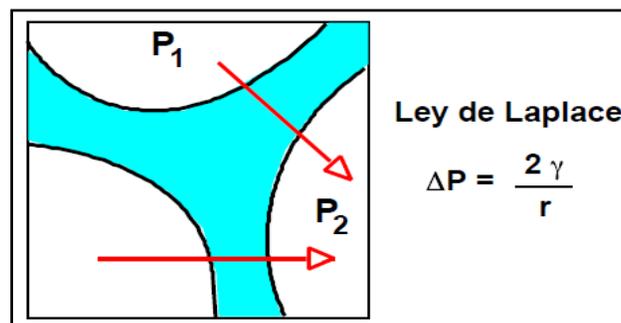


Figura 2.4 Difusión gaseosa intraburbuja.

Este fenómeno, llamado maduración de Ostwald, hace que las pequeñas burbujas se desinflen lentamente en las grandes y desaparezcan. Este es el fenómeno que dominó la evolución de las espumas a escala de tiempos intermedios (algunos minutos a algunas horas). En otros términos, el número de burbujas disminuyen y las burbujas devienen grandes poco a poco sin que sea necesario que las películas se rompan (lo que se puede producir sin embargo al mismo tiempo). La figura 2.5 indica la evolución típica de una espuma por madurabilidad de Ostwald.

Este fenómeno puede ser inhibido por la presencia de una capa adsorbida insoluble. En este caso, la disminución del diámetro de una burbuja (que se desinfla en sus vecinas más grandes) produce el aumento de la adsorción (ya que las moléculas adsorbidas son prácticamente insolubles y el valor de la elasticidad es muy elevada). En consecuencia, se produce una reducción de tensión suficiente para compensar la diferencia de presión debida a la ley de Laplace. ^[6,8,9]

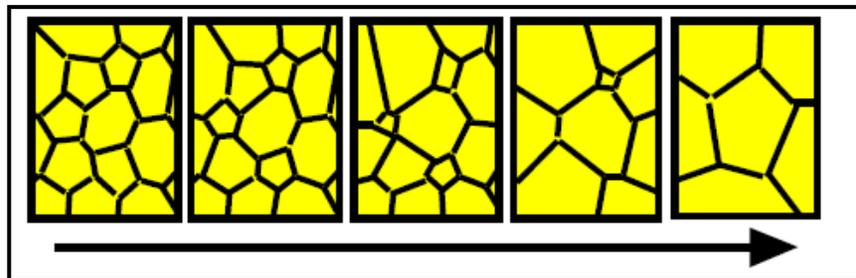


Figura 2.5 Aspectos de la evolución de una espuma por difusión gaseosa intra-burbuja.

2.2.3 Persistencia de Espumas Secas.

A medida que la película se adelgaza, la rapidez de drenaje disminuye, típicamente de manera proporcional al cubo del espesor de la película e inversamente proporcional a la viscosidad del líquido y al área de la película. El drenaje por tanto, puede ser muy lento si el líquido contiene agentes viscosantes y si las burbujas poliédricas son de gran dimensión. Este efecto hidrodinámico no es el único, ni necesariamente el más importante.

En efecto, si el espesor de las películas intra-burbujas llegan a disminuir por debajo del décimo de micrómetro, típicamente cerca de los 200 Å, se observan entonces nuevos fenómenos que corresponden a las interacciones “coloidales” (es decir a muy poca distancia) entre las superficies.

Dos efectos se oponen:

- De una parte, las fuerzas intermoleculares atractivas de Van der Waals tienden a atraer las burbujas vecinas y por lo tanto a producir el drenaje de la película. Estas fuerzas actúan a muy poca distancia, prácticamente al contacto.
- De otra parte, existen diversas fuerzas que producen un efecto repulsivo y se oponen al acercamiento de las burbujas y por tanto al drenaje de las películas. Estas son debidas a la presencia de una capa adsorbida de tensoactivo sobre cada una de las superficies de una parte y de la otra de la película delgada.^[8,9]

2.3 Estabilidad de una espuma.

Generalmente la estabilidad de la espuma ha sido evaluada por uno de los tres métodos: (1) el tiempo de vida de las burbujas individuales; (2) el estado de equilibrio dinámico del volumen de la espuma bajo determinadas condiciones de flujo de gas, agitación o corte; o (3) la tasa de colapso de una columna estática de espuma generada como se describe.

El primer método es muy difícil de reproducir debido a la fuerte influencia en los resultados que pequeñas contaminaciones pueden tener. Las últimas dos también son difíciles de reproducir debido a que la generación de espuma y su colapso no siempre es uniforme, a pesar de esto, estos métodos son muy comúnmente usados. Las pruebas dinámicas son las más adecuadas para espumas evanescentes debido a que su tiempo de vida es transitorio. Para espumas más estables se pueden usar pruebas estáticas.

En una típica prueba dinámica, la espuma es generada por el flujo de gas a través de un orificio dentro de una solución de prueba, tal como es mostrado en la figura 2.6. El estado de equilibrio del volumen de espuma mantenido bajo flujo de gas constante dentro de la columna es entonces medido. Existen algunas variaciones de este tipo de prueba, incluyendo una prueba estándar ASTM (American Society for Testing and Materials). Esta

técnica es frecuentemente usada para evaluar la estabilidad de las espumas evanescentes. [7]

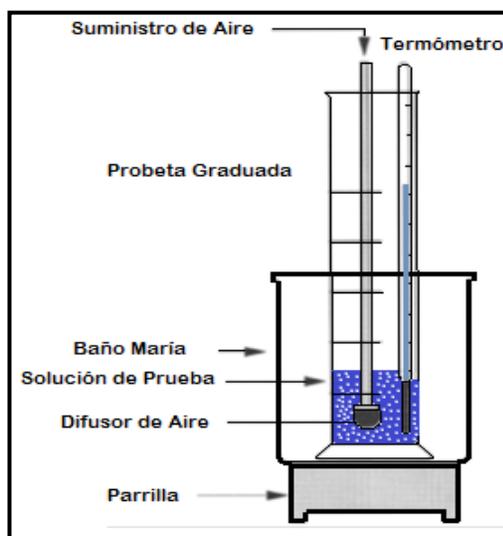


Figura 2.6 Instrumentos típicos usados en pruebas dinámicas para espumas en el cual la espuma es generada por flujo de gas a través de un difusor.

Para espumas más estables puede emplearse una prueba estática. Otra vez existen algunas variaciones de éste tipo de pruebas incluyendo al menos cuatro métodos estándar ASTM. El método ASTM D 1173 – 53 consiste en llenar una pipeta con un volumen dado de solución espumante; la solución se deja caer a una distancia especificada dentro de un volumen separado de la misma solución que es contenida en un recipiente. El volumen de espuma que se produce inmediatamente después del drenaje de la pipeta es medido, así como la desintegración en el volumen de espuma por un cierto periodo de tiempo transcurrido. Esta es a veces referida como la prueba Ross – Miles. Figura 2.7. [7]

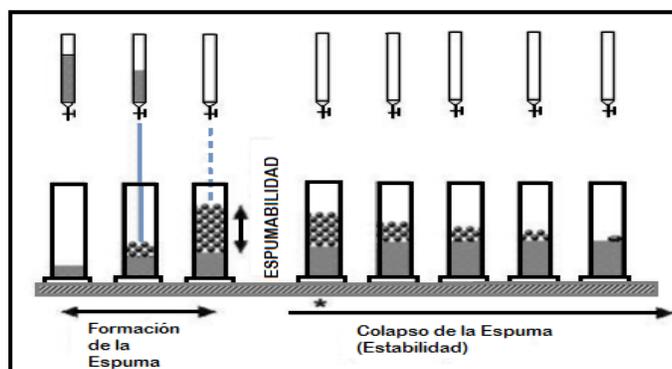


Figura 2.7 Prueba Ross – Miles.

En una prueba estándar alternativa, la aspersión de aire es empleada para iniciar la generación de espuma. En otro método estático, una espuma reproducible es generada, y su desintegración es monitoreada en una celda sellada por medio de los cambios de presión causados por el colapso de la espuma. Cada cambio de presión puede estar relacionado a cambios en el área interfacial en las espumas.

Las pruebas estáticas de la espuma incluso pueden medir regímenes específicos de tasa de corte:

La agitación de botella puede ser usada para generar espuma bajo condiciones de relativamente bajo corte, y un mezclador puede ser usado, a cerca de 8000 rpm, para generar espuma bajo condiciones de corte muy alto.

Ya sea en pruebas estáticas o dinámicas, pero especialmente en las pruebas estáticas, algunos cambios en una espuma pueden ocurrir todo el tiempo, incluyendo la difusión de gas y el cambio en la distribución del tamaño de burbuja. [7]

2.4 Propiedades de una espuma.

2.4.1 Densidad de una Espuma.

En el cálculo de la densidad de la espuma (ρ_f), uno puede usualmente ignorar la masa del gas involucrado, entonces:

$$\rho_f = \frac{m_L}{V_F} \dots\dots\dots 2.1$$

dónde:

m_L = masa de líquido en la espuma,

V_F =es el volumen total de la espuma.

Para espumas hechas de un líquido de densidad ρ_L y volumen V_L :

$$\frac{\rho_L}{\rho_F} = \frac{V_F}{V_L} \dots\dots\dots 2.2$$

El factor V_F/V_L es denominado el factor de expansión de una espuma. Con una reformulación del factor ρ_L/ρ_F se obtiene el llamado incremento de formación de volumen

de espuma, o poder espumante como $100[(\rho_L/\rho_F) - 1]$. Aquí, el término en corchetes es la proporción de gas en el volumen de líquido en la espuma.

Las densidades de espumas muy estables pueden ser medidas con un picnómetro o por cálculo a partir de volúmenes conocidos de líquido inicial y espuma final. En algunos casos, pueden usarse mediciones de conductividad.

Las densidades de espumas típicamente varían de aproximadamente 0.02 a cerca de 0.5 g/ml. Sin embargo, debe tomarse en cuenta que las espumas masivas no son necesariamente homogéneas y por lo general presentan una distribución de densidades a lo largo de la dirección vertical debido al drenaje inducido por la gravedad.^[7]

2.4.2 Viscosidad de una Espuma.

El factor principal que afecta el comportamiento de flujo de una espuma es su calidad, que es la relación entre el volumen de gas y el volumen total de espuma a una presión y temperatura específica. La viscosidad de una espuma se incrementa rápidamente conforme la calidad de la espuma se incrementa desde cerca de 0.85 a 0.97, que es el límite de la estabilidad de la espuma para convertirse en niebla. Figura 2.8.^[10]

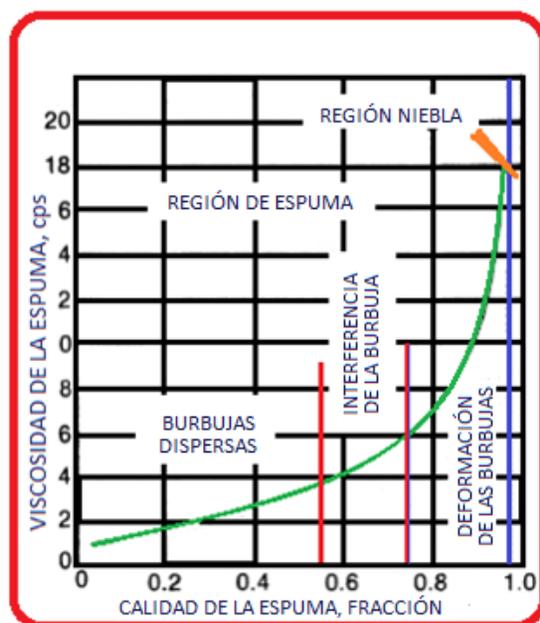


Figura 2.8 Efecto de la calidad de la espuma en la viscosidad de la espuma (Tomado de Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids).

La capacidad de acarreo de recortes de la espuma depende de la velocidad anular y de las propiedades reológicas de la espuma. Las propiedades reológicas de la espuma dependen principalmente de la viscosidad del aire y del líquido, y de la calidad de la espuma. Cuando la calidad de una espuma convencional está entre 0.60 y 0.96, la espuma se comporta como un fluido plástico de Bingham.^[10]

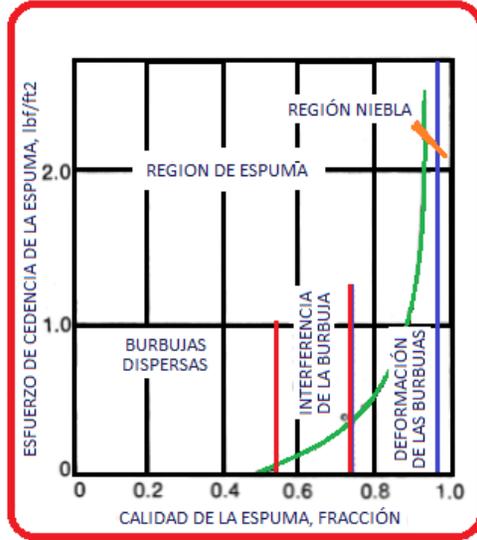


Figura 2.9 Efecto de la calidad de la espuma en el esfuerzo cedente de la espuma.

2.4.3 Propiedades Reológicas.

Las propiedades reológicas de una espuma pueden ser muy importantes: La alta viscosidad puede ser parte de la razón de que una espuma sea problemática, una resistencia al flujo que debe ser tratada, o una propiedad deseable para la cual se formula una espuma. La descripción más simple descripción aplica a un comportamiento newtoniano en flujo laminar. El coeficiente de viscosidad, η , es dado en términos del esfuerzo de corte, τ , y de la velocidad de corte, $\dot{\gamma}$, por^[7]:

$$\tau = \eta \dot{\gamma} \dots \dots \dots 2.3$$

Muchas dispersiones coloidales, incluyendo las espumas más concentradas, no obedecen la ecuación newtoniana. Para fluidos no newtonianos el coeficiente de viscosidad no es una constante, pero es una función de la velocidad de corte; resultando

$$\tau = \eta(\dot{\gamma}) \dot{\gamma} \dots \dots \dots 2.4$$

Una forma conveniente de resumir las propiedades de flujo de fluidos es por el graficado de curvas de flujo de esfuerzo de corte contra velocidad de corte (τ vs $\dot{\gamma}$). Estas curvas pueden ser categorizadas dentro de muchas clasificaciones reológicas. Las espumas son generalmente pseudoplásticas; esto es, conforme la velocidad de corte se incrementa, la viscosidad disminuye. Las espumas persistentes, por lo general presentan un esfuerzo cedente (τ_Y), esto es, la velocidad de corte (flujo) permanece en cero hasta que se alcanza un esfuerzo de corte, entonces el flujo pseudoplástico o newtoniano comienza. Un ejemplo sería una espuma para la cual el esfuerzo debido a la gravedad es insuficiente para causar que la espuma fluya, pero la aplicación de esfuerzo adicional ocasiona el flujo (Fig. 2.10). El flujo pseudoplástico que es dependiente del tiempo es llamado tixotrópico. Esto es, la viscosidad disminuye a una velocidad de corte constante aplicada, y en una curva de flujo, ocurre la histéresis. ^[7,11]

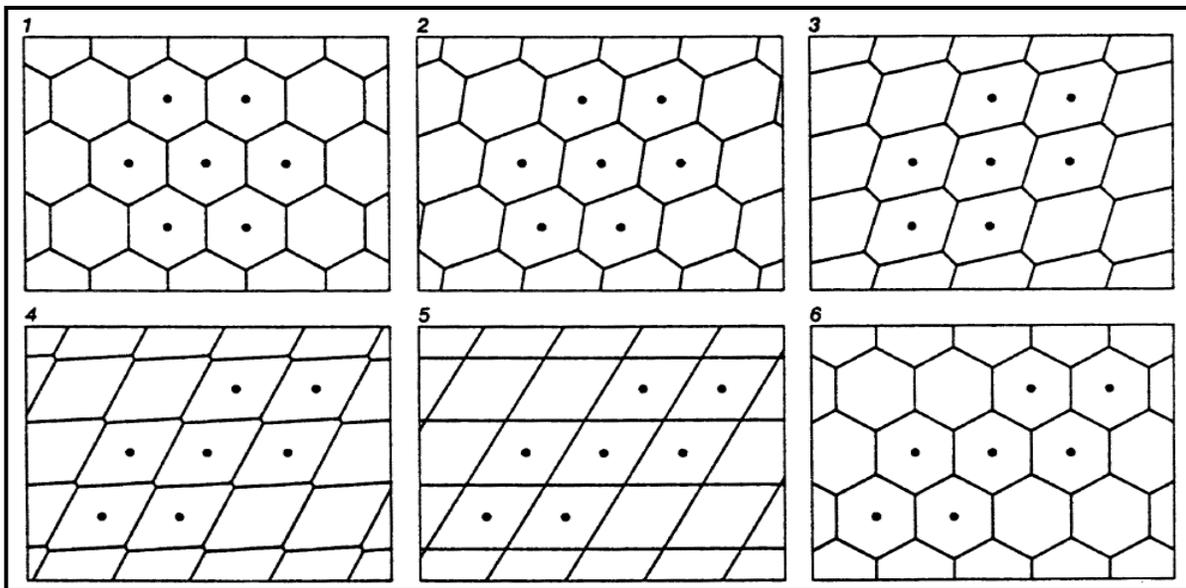


Figura 2.10 Esfuerzo de corte aplicado a una espuma causa distorsión (cuadros 2 – 4) y eventualmente el flujo una vez que el esfuerzo cedente es excedido (cuadros 5 y 6). Los puntos en una constelación de celdas muestran cómo las posiciones relativas de esas celdas han cambiado.

Una razón de la relativa falta de datos reológicos para las espumas en comparación con otros sistemas coloidales, es la dificultad asociada con las mediciones en estos sistemas. En el intento de realizar una medición, una serie de cambios puede ocurrir en la cámara de la muestra, haciendo las mediciones irreproducibles y no representativas de la espuma original, incluyendo ^[7]:

- Batido de las burbujas, lo cual causa una distribución no uniforme dentro de la cámara, o incluso la eliminación de todas las burbujas dentro de una fase superior fuera de la región en donde son efectuadas las mediciones.
- La separación centrífuga de las fases líquida y gaseosa, haciendo la espuma radialmente no homogénea, y posiblemente colapsa la espuma.
- La coalescencia inducida por esfuerzo de corte o la dispersión fina de burbujas, cambia las propiedades de la muestra.

La presencia de partículas dispersas puede incrementar o disminuir la estabilidad de la espuma. Un mecanismo para mejorar la estabilidad es el mejoramiento de la viscosidad que resulta de tener una dispersión estable de partículas presentes en la solución. ^[7]

2.5 Fenómenos superficiales e interfaciales.

Para entender completamente todos los fenómenos que están presentes durante la vida de una espuma, es necesario comprender los fenómenos superficiales e interfaciales que rigen a los sistemas espumados.

2.5.1 Tensión Superficial.

Su importancia radica en la formación de las espumas ya que suponiendo que un líquido se encuentre expuesto a un gas las fuerzas atractivas de van der Waals entre las moléculas es igual para todas las moléculas, excepto para las que se encuentran en la región interfacial, tal como se muestra en la figura 2.11. Este desequilibrio atrae las moléculas de gas hacia el interior del líquido. La fuerza de contracción en la superficie se conoce como la tensión superficial. ^[5]

Dado que la superficie tiene una tendencia a contraerse espontáneamente con el fin de minimizar el área superficial, las gotitas de líquido y burbujas de gas tienden a adoptar una forma esférica, esto reduce la energía libre superficial total.

Para dos líquidos inmiscibles una situación similar se aplica, excepto que no es tan evidente al instante ya que la interfaz tenderá a curvarse y aun habrá un desequilibrio de

las fuerzas intermoleculares resultantes en una tensión interfacial hasta que la interfaz logre adoptar una configuración que reduzca al mínimo la energía libre interfacial, como se esquematiza en la figura 2.11. [5]

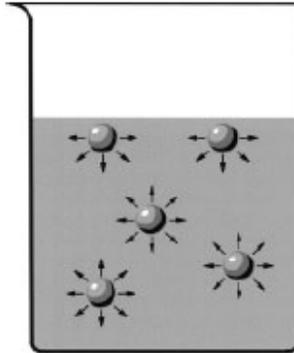


Figura 2.11 Fuerzas intermoleculares resultantes en la interfaz y en el seno del líquido.

Para definir matemáticamente que es la tensión superficial, considere una película de líquido jabonoso limitado por un marco de alambre deslizable, tal como se muestra en la Figura 2.12. Despreciando la fricción en todo el sistema y dejando libre la varilla deslizable la tensión superficial generada por la película del líquido tratará de contraer hacia atrás el alambre deslizable, pues de este modo se disminuye la superficie libre de la película y cumple la condición de mínima energía y mayor estabilidad. Para que esto no ocurra y el sistema se mantenga en equilibrio será necesario aplicar a la varilla deslizante una fuerza F que compense la resultante de todas las fuerzas que ejerce la película de líquido a lo largo de la varilla, l . Esto demuestra que la fuerza a lo largo de la longitud del borde de la película es la propiedad intrínseca (no varía con la cantidad de materia) de la superficie del líquido y dado que la película de líquido tiene dos lados podemos escribir las siguientes ecuaciones:

$$\gamma = F / (2L) \dots\dots\dots 2.5$$

$$F = \gamma 2L \dots\dots\dots 2.6$$

en donde se demuestra que la tensión superficial tiene unidades de fuerza por unidad de longitud, mN / m ($1 mN / m = 1 \text{ dina} / \text{cm}$). Por lo cual la tensión superficial es la fuerza de contracción que actúa paralela a, y alrededor del perímetro de la superficie o interfaz. Los símbolos habituales para la superficie o la tensión interfacial son γ (or σ). A veces es útil pensar en la tensión superficial en el análogo de dos dimensiones de la presión. [12]

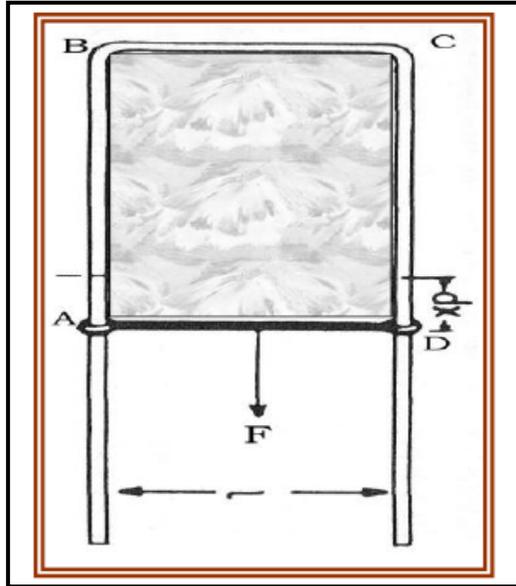


Figura 2.12 Desplazamiento de la película como consecuencia de la tensión superficial.

Ahora considere la aplicación de una pequeña fuerza mayor que la fuerza de equilibrio que se demostró anteriormente. El trabajo necesario para expandir la superficie en contra de las fuerzas contratantes será igual al incremento en la energía libre superficial que acompaña a esta expansión, donde el alambre deslizante se mueve una distancia dx y generan un aumento en el área dA , que es igual a L veces dx , por lo cual $dA = 2Ldx$. y el trabajo realizado en el sistema es ^[5]:

$$\delta w = (F + dF)dx = Fdx + dFdx \dots \dots \dots 2.7$$

donde $dFdx$, es posible despreciarlo por ser muy pequeño obteniendo,

$$\delta w = Fdx \dots \dots \dots 2.8$$

sustituyendo F de la ecuación 2.6 en 2.8 obtenemos:

$$\delta w = \gamma 2Ldx = \gamma dA \dots \dots \dots 2.9$$

Por lo cual la tensión superficial es también el trabajo realizado por unidad de superficie para producir nueva superficie y cuenta con unidades que reflejan que la expansión del área misma requiere de energía: mJ / m^2 ($1 mJ / m^2 = 1 erg/cm^2$). El trabajo realizado en

un sistema depende de cómo este trabajo se lleva a cabo, es decir, para aumentar el área de la interface se requiere realizar un trabajo sobre la misma, dicho trabajo se considera negativo de acuerdo al criterio de los signos, por tanto ^[5]:

$$\delta w' = -\gamma dA \dots\dots\dots 2.10$$

Ahora una disminución de la superficie es igual a trabajo realizado por el sistema. ^[5]

Supóngase ahora que el sistema es de dos fases y se encuentra situado en una caja rectangular, de volumen V, dotada de un pistón como se muestra en la figura 2.12, de modo que desplazando el mismo no sólo se aumente en una cantidad infinitesimal el área de la interface, sino también el volumen del sistema. En esta situación, además del trabajo $-\gamma dA$, necesario para aumentar la superficie de la interface, existe un trabajo PdV asociado con el cambio de volumen del sistema, (positivo, puesto que $dV > 0$), siendo P la presión existente en el interior de cada fase. Por tanto, el trabajo total realizado sobre el sistema es:

$$\delta w = -\gamma dA + PdV \dots\dots\dots 2.11$$

(en esta expresión, γ es en realidad la tensión interfacial entre la fase líquida y gas).

De la segunda ley de la termodinámica tenemos que la energía interna de los átomos o moléculas, será el resultado de la suma de la energía cinética de las moléculas o átomos que constituyen el sistema (de sus energías de traslación, rotación y vibración) y de la energía potencial intermolecular (debida a las fuerzas intermoleculares) e intramolecular de la energía de enlace, o bien la suma de las cantidades de energía comunicadas al sistema en forma de calor y de trabajo por lo cual se puede escribir que $dU = \delta q$ (reversible) $- \delta w$, (En termodinámica se considera el trabajo negativo cuando este entra en el sistema termodinámico, y positivo cuando sale), por lo cual ^[5]:

$$dU = \delta q_{(reversible)} - \delta w = T dS - (-\gamma dA + P dV) \dots\dots\dots 2.12$$

$$dU = \delta q_{(reversible)} - \delta w = T dS + \gamma dA - P dV \dots\dots\dots 2.13$$

dónde:

dU: Es el cambio de energía interna del sistema

δq : Calor agregado al sistema

δw : Trabajo generado sobre el sistema

T: Temperatura del sistema o del medio.

dS: Cambio en la entropía

dA: Cambio de área

P: Presión en cada fase

dV: Volumen

Ahora recordando que la variación de la entalpia está en función de la energía interna tenemos:

$$dH = dU + d(PV) = (TdS + \gamma dA - PdV) + PdV + VdP = TdS + \gamma dA + VdP \dots\dots\dots 2.14$$

y la variación de energía libre de Gibbs está dada por:

$$dG = dH - d(TS) = (TdS + \gamma dA + VdP) - TdS - SdT \dots\dots\dots 2.15$$

por lo cual:

$$dG = VdP - SdT + \gamma dA \dots\dots\dots 2.16$$

De modo que para un cambio reversible a temperatura y presión constantes:

$$\delta w' = dG = \gamma dA \dots\dots\dots 2.17$$

$$\text{o } \gamma = (dG/dA)_{T,P} \dots\dots\dots 2.18$$

Así, la superficie o la tensión interfacial también puede reflejar el cambio en energía libre de Gibbs por unidad de superficie, en consonancia con la idea de que la expansión del área requiere de energía. A veces es útil pensar en la tensión superficial como una fuerza de contracción alrededor del perímetro de una superficie, y algunas veces como energía superficial libre asociado al cambio de área. Las unidades son equivalentes: la energía / área = $J/m^2 = Nm/m^2 = N / m$. ^[5]

Las lamelas en una espuma contienen dos interfaces gas-espuma y líquido-espuma separadas por una capa de fluido, de película delgada, cada interfaz tiene una tensión superficial. Por esta razón, el término, tensión de la película es utilizado a veces, la tensión de la película es igual al doble de la tensión superficial de las superficies.

Cabe señalar que, aunque la tensión de la película es el doble de la tensión superficial de las superficies, esto no es necesariamente el doble de la tensión superficial de la solución global del sistema. De hecho, la tensión superficial de una superficie de la película de fluido es similar a la de la solución global del sistema cuando la película de fluido es gruesa, pero se aparta de su valor a medida que se adelgaza la película del fluido. ^[5]

Por ejemplo tenemos que la tensión interfacial del mercurio es más grande que la del agua y a su vez es mayor que la del benceno, todas en relación al aire y a 20°C.

Normalmente los valores de tensión superficial son intermedios a los valores de tensión superficial del líquido en cuestión. Sin embargo la tensión interfacial es más pequeña mientras más similares químicamente sean los fluidos, por ejemplo:

$$\gamma_{(\text{Benceno})} = 29.0 \text{ mN/m}$$

$$\gamma_{(\text{H}_2\text{O})} = 72.8 \text{ mN/m}$$

$$\gamma_{(\text{Bz}/\text{H}_2\text{O})} = 35.0 \text{ mN/m, y no } \frac{1}{2} (29.0+72.8).$$

En la tabla 2.1 se muestran algunos valores de tensión superficial e interfacial :

Tabla 2.1 Valores de Tensión Superficial e Interfacial de sustancias comunes. ^[5]

Fluid 1	Fluid 2	Temperature (°C)	Surface tension (mN/m)
Silver	Air	1100	878
Mercury	Air	20	484
Sodium nitrate	Air	308	117
Water	Air	20	73
Propylene carbonate	Air	20	41
Trinidad bitumen	Air	25	38
Benzene	Air	20	29
n-Octanol	Air	20	28
Propionic acid	Air	20	27
Engine oil (30W)	Air	20	26
n-Octane	Air	20	22
Ethyl ether	Air	20	17
Argon	Air	-183	11
Perfluoropentane	Air	20	10
Mercury	Water	20	415
Mercury	Benzene	20	357
n-Octane	Water	20	51
Benzene	Water	20	35
Methylene chloride	Water	20	28
Ethyl ether	Water	20	11
n-Octanol	Water	20	9
n-Butanol	Water	20	2

* From a variety of sources. Values are approximate and intended only for illustration.

2.5.2 Surfactantes.

Los productos surfactantes, también denominados tensoactivos, son sustancias compuestas por moléculas anfifílicas, es decir con doble afinidad. Estas moléculas poseen un grupo hidrofílico, atracción por el agua, enlazado a un grupo hidrofóbico, repulsión al agua. Así, en general, la estructura química de una molécula tensoactivo tiene una zona polar, denominada hidrófila, y una zona apolar o de polaridad débil, denominada hidrófoba o lipofílica. A menudo el grupo hidrofóbico es denominado también lipofílico (atracción por la grasa). El grupo polar suele ser de menor longitud que el grupo apolar, aunque más voluminoso, por lo que se le llama grupo de cabeza. ^[13]

El grupo apolar está formado por una cadena carbonada de tipo alquílico o alquilbencénico o que contengan otros átomos distintos del carbono o del hidrógeno.

La característica básica de los tensoactivos es su capacidad de modificar la tensión superficial de la superficie de los líquidos a los que se añaden. La doble afinidad de la molécula le obliga a migrar a la superficie del líquido dejando sumergido el grupo hidrófilo o el hidrófobo, en función de si el disolvente es polar o apolar.

Hay que resaltar que no todas las moléculas anfífilas tienen propiedades tensoactivas, aunque sí todas las moléculas tensoactivas han de ser anfífilas. Las propiedades interfaciales intrínsecas de un tensoactivo están determinadas por su estructura, el tamaño de cada uno de sus grupos, y su balance hidrófilo/hidrófobo; este último determinado básicamente por la polaridad de su grupo de cabeza. Las moléculas de tensoactivo han de poseer una longitud mínima de cadena hidrófoba, normalmente superior a ocho átomos de carbono enlazados, y su carácter hidrófilo no debe ser excesivo, lo que les permite formar agregados con moléculas de su misma especie. Atendiendo a su estructura y funcionalidad podemos definir un producto tensoactivo como aquel cuyas moléculas son anfífilas y tiene actividad interfacial y capacidad de formar agregados micelares.^[13]

Debido a sus propiedades fisicoquímicas, las sustancias surfactantes pueden usarse como detergentes, emulsionantes, espesantes o viscosantes, espumantes o antiespumantes, humectantes, estabilizantes, encapsulantes y lubricantes entre otras muchas aplicaciones. Por otro lado, estos productos tienen capacidad para modificar el modo de fluencia de las disoluciones y mezclas en las que participan, confiriéndoles diferentes tipos de comportamiento viscoso. Por ello, son de gran utilidad en la industria de los productos de limpieza y detergencia, la cosmética, la farmacología, la fabricación de productos textiles, de lubricantes, pinturas, barnices, y en la industria petrolera. Así mismo la combinación de diferentes tensoactivos produce, en general, efectos sinérgicos que mejoran la actividad o la propiedad deseada.^[13]

2.5.2.1 Tipos de tensoactivos.

Desde el punto de vista de la carga eléctrica que pueda presentar el grupo de cabeza en disolución acuosa, los agentes tensoactivos se clasifican en cinco grupos: aniónicos, catiónicos, no iónicos, anfotéricos y cataniónicos. ^[13]

- Tensoactivos aniónicos: compuestos que poseen uno o varios grupos funcionales que se ionizan en disolución acuosa, generando iones orgánicos con carga negativa que son los responsables de su actividad superficial. Suelen contener grupos solubles como el sulfato o el sulfonato de sodio.
- Tensoactivos catiónicos: compuestos que poseen uno o varios grupos funcionales que se ionizan en disolución acuosa, generando iones orgánicos con carga positiva responsables de su actividad superficial. Suelen ser compuestos orgánicos con amonio cuaternario.
- Tensoactivos no iónicos: compuestos que no se disocian en disolución acuosa. Su solubilidad en medio acuoso se debe a la presencia de grupos funcionales, como el grupo hidroxilo, -OH, capaces de formar puentes de hidrógeno con las moléculas de agua. En esta familia se agrupan los alcoholes grasos etoxilados y los alquil poliglucósidos.
- Tensoactivos anfotéricos: poseen una estructura molecular con uno o más grupos funcionales que pueden ionizarse en disolución acuosa confiriendo al compuesto el carácter de tensoactivo aniónico o catiónico, según las condiciones del medio. El pH es el principal inductor de que se comporten como aniónicos (en condiciones de alcalinidad) o catiónicos (en condiciones de acidez). Para estos tensoactivos puede definirse un punto isoeléctrico cuando tienen igual carga negativa que positiva, en estas condiciones presentan una actividad superficial mínima. En este grupo se encuentran los aminoácidos, las betaínas y los fosfolípidos. Casi todos los surfactantes anfóteros contienen un grupo amonio o amino que se convierte en cuaternario en condiciones de acidez adquiriendo carga neta positiva.

- Tensoactivos catiónicos: Están formados por la unión de un tensoactivo catiónico y otro aniónico que actúa como contra ión, figura 2.13. No tiene carga eléctrica neta pero disponen de un grupo polar formado por la unión del catión y del anión, ambos unidos a su respectiva cadena alquílica que contiene en torno a diez átomos de carbono. Presentan interesantes efectos sinérgicos, como la disminución de la concentración micelar crítica en relación a la de los tensoactivos aniónico y catiónico que los componen. Dadas sus peculiares características y sus propiedades diferenciadas están despertando un creciente interés. Se utiliza el término de mezcla catiónica cuando permanecen en el medio contraiones inorgánicos o cuando no están en condiciones de equimolaridad. La interacción eléctrica, y por tanto la distancia a la que se sitúe el anión del catión, depende de la salinidad del medio. En el caso de los tensoactivos anfóteros la distancia que separa al grupo aniónico del catiónico está determinada principalmente por sus características estructurales y el lugar de enlace de los grupos polares con el grupo apolar. Estos tensoactivos también se denominan “anfífilos de par iónico”.

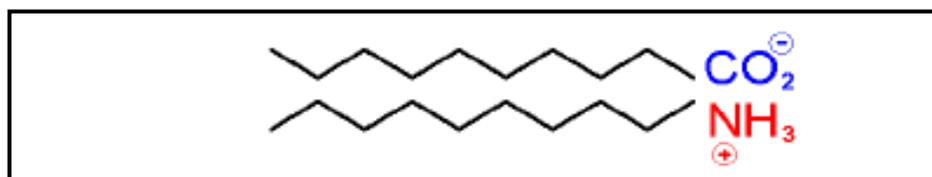


Figura 2.13 Estructura de un tensoactivo Catiónico.

Teniendo en cuenta otros aspectos estructurales podemos referirnos a otros tipos de tensoactivos. Así, tenemos los tensoactivos poliméricos que se forman por asociación de estructuras poliméricas de tipo hidrófilo o lipófilo formando bloques o injertos. Estos tensoactivos se utilizan en procesos en los que están involucradas macromoléculas naturales como es el caso de la deshidratación del petróleo. Los poli electrolitos pueden tener estructura de injerto y, aunque no son estrictamente tensoactivos, son hidrosolubles o hidrodispersables por lo que tienen propiedades coloidales y se utilizan como agentes anti-redeposición o agentes viscosantes. ^[13]

2.5.3 Micelas y concentración Micelar crítica.

En una solución acuosa, las concentraciones bajas de surfactantes tienden a disminuir la tensión superficial del líquido, debido a que las moléculas anfifílicas se orientan de tal modo que la parte hidrofóbica sobresale del nivel del agua, encarándose al aire, mientras tanto la parte hidrofílica se queda sumergida. Sin embargo a medida que dicha concentración aumenta, la superficie del líquido se satura y se forman conglomerados de moléculas en forma de coloides, los cuales se conocen como micelas, las cuales hacen posible la formación de burbujas, tal como se muestra en la figura 2.14. [13,14,15]

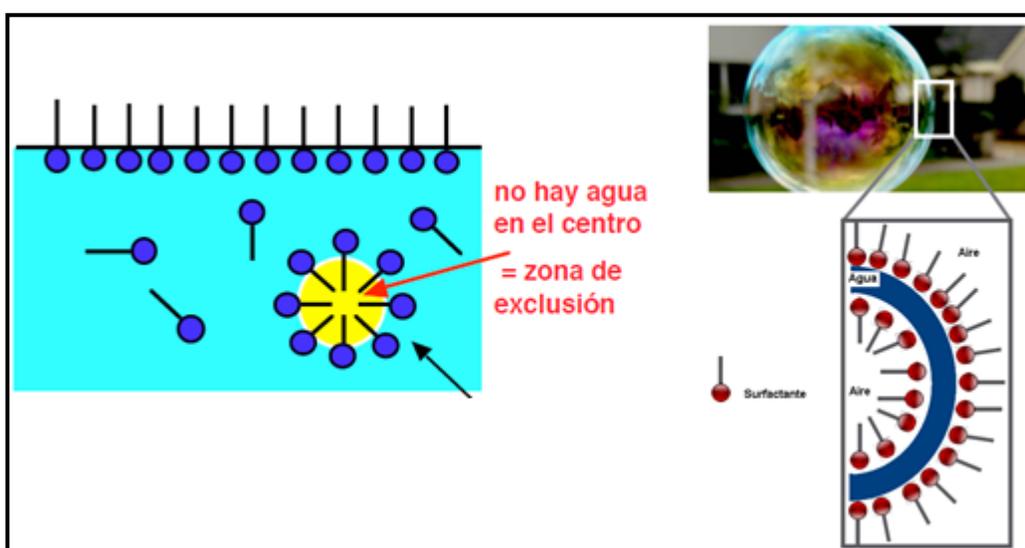


Figura 2.14 Esquema de la formación de una burbuja.

Así mismo la concentración mínima de surfactante a partir de la cual se forman las micelas en una disolución se le llama concentración micelar crítica, CMC. Y cuando se alcanza este punto, la tensión superficial de la solución acuosa se mantiene constante y la espumabilidad del surfactante disminuye, tal como se observa en la figura 2.15. [9]

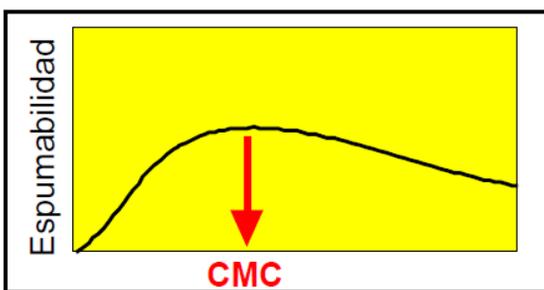


Figura 2.15 Concentración Micelar Crítica, Disminución de la espumabilidad.

2.5.4 Ecuación de Young-Laplace.

Esta ecuación es de suma importancia ya que nos describe matemáticamente porque un sistema de espuma debe estar constituido por burbujas homogéneas para su mayor estabilidad. Young y Laplace dedujeron de forma independiente en 1805 la fórmula de la diferencia de presión entre el interior y el exterior de una superficie esférica de radio R.

La fórmula de Young-Laplace demuestra que la presión en el interior de una superficie esférica es siempre mayor que en el exterior, y que la diferencia de presión se incrementa cuando disminuye el radio de dicha superficie, y que se hace cero cuando la superficie es plana (radio infinito).

Los líquidos tienden a minimizar su superficie. Por esta razón, las gotas tienden a tomar forma esférica en ausencia de gravedad. La tensión superficial tiende a reducir el área de la superficie y por tanto, el volumen de la gota. La diferencia de presión incrementa el volumen de burbuja, y la condición de equilibrio se alcanza cuando ambas tendencias se compensan.

Consideremos una interfaz entre una fase gaseosa G, en una burbuja, y una fase líquida L, que rodea la burbuja, se tienen presiones de P_1 y P_2 , para burbujas esféricas de radio R en una espuma húmeda, tal como se muestra en la figura 2.16.^[9]

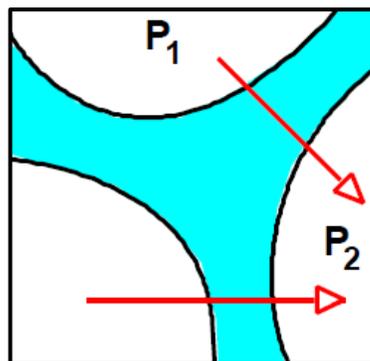


Figura 2.16 Diferenciales de presión entre burbuja-burbuja.

Para deducir la ecuación de Young-Laplace, consideremos una burbuja de superficie igual a $4\pi r^2$, si el radio de esta burbuja disminuye en dr , la disminución del área $dA = 8\pi r dr$ y la cantidad de trabajo para lograr esta disminución de área de acuerdo a la ecuación 2.10 está dada por $dW = 8\pi r \gamma dr$, así mismo el volumen de la burbuja también cambiara en

función de la presión por lo tanto si el volumen es igual a $\frac{4}{3} \pi r^3$ el cambio de volumen dV será $4 \pi r^2$, y el trabajo necesario para que este cambio de volumen ocurre según la ecuación 2.11 es $dW = \Delta P \gamma r dr$. Por lo tanto asumiendo que la burbuja esta en equilibrio tenemos:

$$\Delta p = p_1 - p_2 = 2\gamma / R \dots\dots\dots 2.19$$

Esta es la ecuación de Young-Laplace. Para las burbujas esféricas de radio R en una espuma:

Si las burbujas son de diferentes diámetros, se usaran los dos radios principales de curvatura R_1 y R_2 en la siguiente ecuación: ^[11]

$$\Delta p = p_1 - p_2 = \gamma (1 / R_1 + 1 / R_2) \dots\dots\dots 2.20$$

La Figura 2.17 muestra una variación de presión adicional entre los bordes (P_B), donde el radio de curvatura es relativamente pequeño (R_{1B}), y en la parte media de la lámina (P_A), el radio de curvatura es relativamente grande (R_{1A}). Por lo cual geoméricamente se puede asumir que el radio de curvatura es igual en cualquier lugar determinado en la lámina, es decir $R_{1A} = R_{2A}$ y $R_{1B} = R_{2B}$. ^[7]

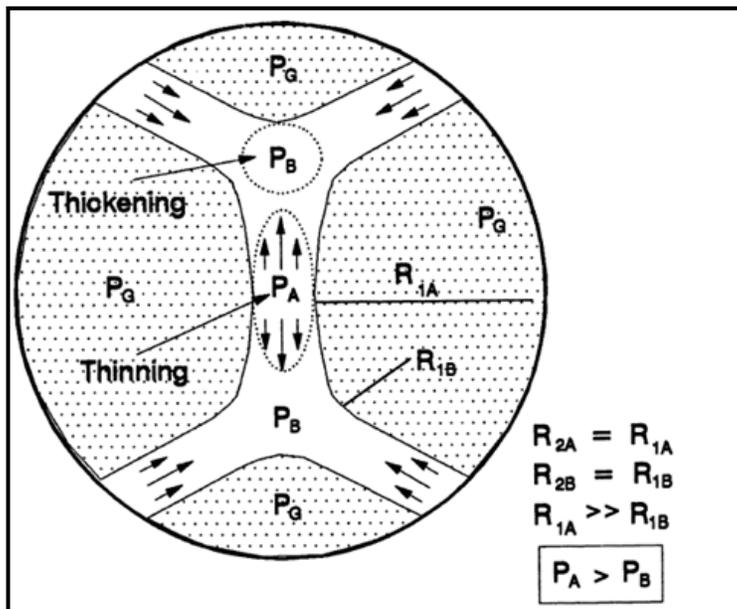


Figura 2.17 Diferenciales de presión a través de las lamelas de una espuma.

2.5.5 Efecto Gibbs-Marangoni.

Es aquí donde el tensoactivo juega un papel determinante en lo que se conoce como efecto Gibbs-Marangoni. cuando una película gruesa se forma entre dos burbujas y las burbujas se acercan a menudo estas se aplastan, la película está expuesta a un esfuerzo de estiramiento frecuentemente complejo, en el que el área superficial gas-líquido aumenta rápidamente. La concentración de surfactante adsorbido (denominado adsorción Γ en moléculas por unidad de superficie) tiende a disminuir en la zona estirada donde la película es más delgada que en las zonas vecinas. En consecuencia, la tensión superficial aumenta según la relación que permite calcular la elasticidad de Gibbs, ϵ . [9]

$$\epsilon = 2 \cdot \frac{d\gamma}{d \ln A} = -2 \cdot \frac{d\gamma}{d \ln \Gamma} \dots\dots\dots 2.21$$

donde γ es la tensión, A, el área superficial y Γ la adsorción. El coeficiente 2 indica que la película está comprendida por dos superficies gas- líquido.

Como lo indica la figura 2.18, se tiene una diferencia de tensión entre la zona estirada de la película (tensión más elevada, menor grosor) y las zonas adyacentes (no estirada, tensión más baja). Esto produce un fenómeno denominado inestabilidad de Marangoni, el cual se puede observar en las cocinas cuando se le agrega una gota de detergente líquido a un fregadero lleno de agua, en la superficie quedan gotas de aceite flotando. El gradiente de tensión produce una fuerza dirigida desde la zona donde se encuentra el exceso de tensoactivo, es decir donde la tensión es baja, hasta la zona de alta tensión, que desplazan a las gotas de aceite. En el caso de las películas estiradas entre la superficie libre y una burbuja, o entre dos burbujas el movimiento superficial se produce desde la zona vecina hasta la zona estirada; si la película es suficientemente delgada, este movimiento superficial se lleva a cabo desde el líquido hasta la parte delgada de la película, lo que restaura su espesor original, o bien impide que el estiramiento prosiga . Se asiste entonces a un mecanismo (denominado Gibbs-Marangoni) que confiere una cierta elasticidad a una película estirada entre dos burbujas.

El mecanismo Gibbs-Marangoni es por tanto el fenómeno sobre el que reposa la existencia misma de la espuma. En lo que concierne la noción de abundancia de espuma o más exactamente el poder espumante de una solución, es cuantificado por la

espumabilidad, medido como el volumen de espuma formada en ciertas circunstancias dadas. ^[9]

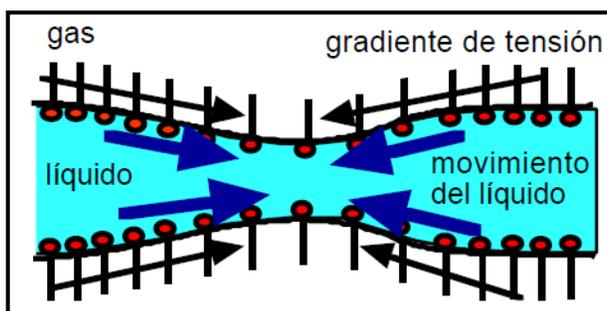


Figura 2.18 Efecto Gibbs-Marangoni.

2.6 Perforación con espuma estable.

El término espuma describe una clase especial de fluido aireado de perforación. Como ya se mencionó esta clase de fluido está compuesto por una mezcla especial de fluidos incompresibles inyectados con aire comprimido u otros gases. Para crear una espuma, el componente incompresible usualmente está hecho de agua dulce tratada con un surfactante o agente espumante. El término espuma estable se refiere al uso de agua viscosificada en lugar de agua dulce en el fluido incompresible; aditivos viscosificantes típicos son: celulosa polianiónica, goma de xantana y carboximetilcelulosa. El agente espumante usualmente consta de aproximadamente dos a cinco por ciento en volumen del agua tratada que es inyectada dependiendo del surfactante empleado. ^[16,17]

A continuación se presenta una descripción breve de la composición general del fluido espumado de perforación ^[10]:

➤ Gases Usados

Generalmente los gases más usados en la perforación con espuma estable son el aire y el gas natural. Otros gases que han sido usados son nitrógeno, dióxido de carbono y gases de combustión. Aunque se prefiere el gas natural, por lo general se usa aire debido a la indisponibilidad del gas.

➤ Agua Empleada

Cuando el agua dulce no está disponible, se puede usar agua salada o agua de formación. Cuando esto se hace, deben realizarse pruebas muy cuidadosas para

asegurar el éxito. El agua de formación puede contener sales y metales que causen problemas con la estabilidad de la espuma.

➤ Agentes Espumantes Empleados

En los fluidos espumados de perforación más estables, es empleado uno de varios tipos de agentes espumantes. ^[10]

1. Alcohol Éter Sulfato. Estos agentes espumantes están formados por una larga cadena de alcohol etoxilato la cual esta sulfonada. Son los agentes de más amplio uso y pueden estar formulados para cualquier solución de agua dulce o salada.
2. Sulfonato de Alquilbenceno. Estos espumantes tienen mejor estabilidad en altas temperaturas que los primeros, pero no son tan efectivos. Se necesita más agente espumante por galón de agua espumada.
3. Alfa Sulfonato de Olefina. El desempeño de estos agentes es muy similar a los del grupo anterior.

En cada aplicación es necesario determinar la cantidad de tiempo que la espuma estará en el pozo y la temperatura a la que será expuesta antes de que las concentraciones puedan ser estimadas.

➤ Inhibidores de Corrosión

Tres elementos aceleran la corrosión en la sarta de perforación (a) oxígeno, (b) dióxido de carbono y (c) ácido sulfhídrico. Estos tres agentes corrosivos por lo general son tratados mediante el incremento del pH del agua a 10 con la adición de hidróxido de sodio o arcilla y mediante la adición de un inhibidor el cual forma un recubrimiento de protección química. La presencia de un alto pH neutraliza la presencia de ácido sulfhídrico.

2.6.1 Equipo Empleado.

El equipo requerido para la perforación con espuma es una mezcla de equipo convencional y equipo para perforación con aire. Figura 2.19. ^[15,16,17]

Consta de un arreglo que no requiere las altas presiones de las bombas usadas para la perforación convencional o los altos volúmenes usados en la perforación con aire. Esto simplifica los requerimientos de equipo y reduce algunos aspectos de la potencial contaminación de la perforación con aire.

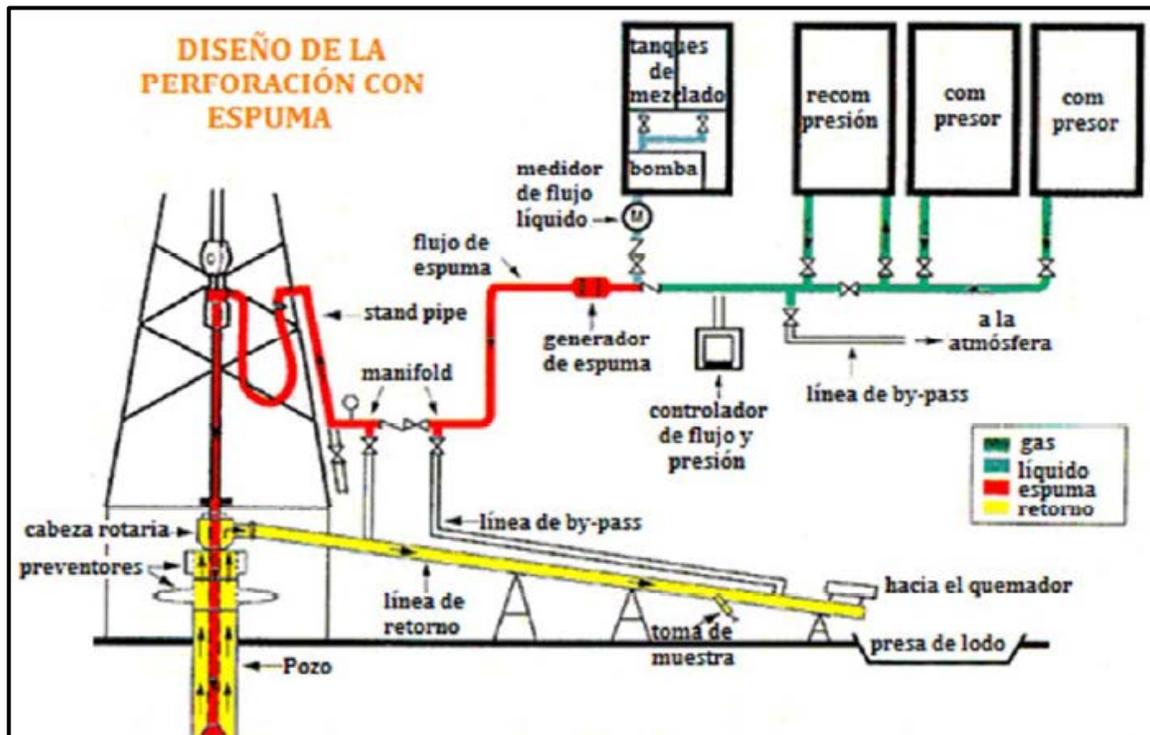


Figura 2.19 Equipo Empleado para la Perforación con Espuma.

2.6.1.1 Presas de Lodo.

Las presas de lodo usadas con la perforación con espuma son principalmente usadas para mezclar y almacenar ya que el sistema no es reusado. Un sistema estándar podría usar una presa de doscientos barriles. La primera sección de la presa sería para mezclar arcilla e inhibidores. La parte de atrás de la presa sería para succión y almacenamiento.^[15,18]

2.6.1.2 Bombas.

La bomba de lodo podría ser una bomba de perforación convencional. Una bomba de lodo de menos de 500 HP generalmente sería la más satisfactoria debido a que podría correr lo suficientemente rápido para entregar una descarga razonablemente fluida.

Bombas de alta presión dúplex o triplex son las más empleadas y pueden ser movidas con electricidad, gasolina o diesel. El atributo más significativo de cualquier bomba para espuma es que sea capaz de controlar la tasa de flujo justo al mínimo requerido. No se presentan problemas cuando existe una inyección excesiva más que el desperdicio de fluido y aditivos, lo cual puede hacer más cara la operación.

2.6.1.3 Bomba Mezcladora y Tolva.

Es necesario instalar un sistema de bomba mezcladora y tolva en la presa de mezclado. La bomba mezcladora es generalmente centrífuga y debe tener suficiente capacidad para operar la tolva y algunos jets de mezclado.

2.6.1.4 Compresores.

Como su nombre lo indica, son los medios primarios de compresión del aire a la presión requerida para su circulación en el pozo, Hay muchos tipos de compresores disponibles, pero los comúnmente usados en los trabajos de perforación son el reciprocante y el de tornillo rotatorio.

2.6.1.5 Boosters.

Son compresores de desplazamiento positivo que toman el volumen de salida de los compresores y lo comprimen a una presión más alta, Figura 2.20. Un booster es requerido si las presiones de perforación exceden la capacidad del compresor primario.

Un booster incrementará la presión de 300 psi a cerca de 1500 psi. Si un booster no puede manejar la presión de varios compresores, puede añadirse un booster adicional paralelo. ^[15,19]



Figura 2.20 Booster Empleado en Operaciones de Perforación con Espuma.

2.6.1.6 Generador de Nitrógeno.

Un generador de nitrógeno no es más que un sistema de filtración que filtra el nitrógeno del aire atmosférico, Figura 2.21. Este dispositivo usa pequeñas membranas para filtrar el aire. Debido a las caídas de presión a través de las membranas, se puede requerir un booster en el generador para inyectar el nitrógeno al pozo. Las típicas capacidades de salida de los generadores van de 800 a 3000 [ft³/min]. El aire enriquecido de oxígeno es venteado a la atmosfera y el nitrógeno es impulsado a la presión de inyección requerida.

[15,19]

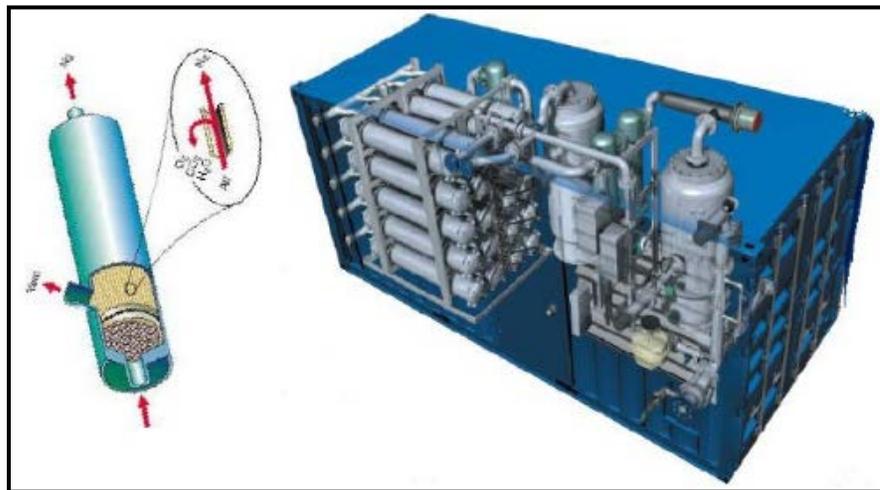


Figura 2.21 Generador de Nitrógeno.

2.6.1.7 Línea de Gas/aire.

La línea desde el compresor al standpipe debe ser dimensionada, usualmente 4 pulgadas, para minimizar caídas de presión por fricción. Debe tener una válvula de alivio para proteger de altas presiones a los compresores y otros equipos. También debe tener una válvula check para prevenir que el aire u otros fluidos regresen al compresor. El stand pipe debe tener un medidor de presión, mientras que la línea de aire debe tener una conexión para circulación inversa si es necesaria. El cabezal del aire debe conectarse a la línea de purga. De esta manera, los compresores no se apagan durante las conexiones. Se puede emplear una válvula de tres vías o dos válvulas estándar y deben colocarse de modo que se pueda controlar el flujo de aire desde el piso de perforación. [15,19]

2.6.1.8 Bypass de Purga.

El principal cabezal de aire conecta un bypass y estranguladores a un silenciador. Cuando es necesario parar la inyección de aire, el bypass es abierto y el cabezal principal de aire es cerrado mientras los compresores son apagados. El bypass de purga debe estar equipado con un silenciador para silenciar el aire descargado.

2.6.1.9 Depurador.

El depurador remueve el exceso de agua en el flujo de aire comprimido de la línea. Si la humedad del aire atmosférico es alta, conforme el aire es comprimido, mucha agua regresará al estado líquido.

2.6.1.10 Medidores.

Cada compresor es equipado con medidores independientes para evaluar su comportamiento operativo. En adición a los medidores de los compresores, otros se localizan a lo largo de la línea de flujo. Un medidor de baja presión es colocado corriente abajo del compresor primario pero corriente arriba del booster, este medidor permite evaluar el comportamiento del compresor primario. Un medidor de alta presión es colocado corriente abajo del booster para evaluar el comportamiento tanto del compresor primario como del booster cuando se requieren altas presiones. ^[15,19]

2.6.1.11 Generador de Espuma.

La adición a un sistema de compresión convencional para aire o niebla, para perforación con espuma estable, es el generador de espuma. Este asegura la mezcla completa de las dos fases.

Un tipo de generador de espuma es colocado donde los flujos de gas y líquido se encuentran. Este introduce el líquido dentro del flujo de gas a través de un tubo de diámetro pequeño centrado en la trayectoria de flujo de gas, y después dirige la mezcla a través de una constricción de flujo tipo Venturi. Otros generadores de espuma son colocados corriente abajo de donde el gas y el líquido se encuentran. Estos generadores de espuma pueden contener placas deflectoras, o incluso camas de arena, para promover la mezcla. ^[15,19]

En práctica, no es claro si un generador de espuma requerido específicamente. La mezcla de aire y líquido invariablemente fluirán a través de un número de válvulas y experimentará muchos cambios de dirección, antes de entrar al Kelly; solo con esto se producirá una buena espuma. Incluso, si la espuma no se forma en la superficie, se formará cuando la mezcla pase a través de la barrena. Hay evidencia de que la espuma generada en la superficie es más tolerante a contaminantes, como lo son agua de formación e hidrocarburos, que la espuma formada en presencia de estos contaminantes. A menos que existan razones específicas para no hacerlo, tiene sentido emplear un generador de espuma.

2.6.1.12 Múltiple de Admisión de Espuma.

Una simple tubería múltiple es requerida para permitir la inyección de espuma. Tanto la bomba de espuma como el compresor requieren de protección del retorno de fluidos, esto se logra mediante la colocación de válvulas de no retorno. Para espumas de baja velocidad una válvula de compuerta instalada en el suministro de aire ayuda a regular el flujo de aire para obtener la mezcla correcta de aire/líquido para la espuma.

2.6.1.13 Cabeza Rotatoria.

Ya que la perforación con espuma es hecha con bajas presiones y volúmenes, en caso de presencia de gas, este equipo nos permitirá continuar con la perforación, siempre y cuando la espuma sea capaz de inhibir los gases ácidos de las formaciones.

2.6.1.14 Sarta Flotadora.

La perforación con espuma requiere que un flotador sea colocado en la parte superior de la tubería de perforación para mantener la espuma expandiéndose hasta la tubería de perforación cuando se hacen las conexiones. Un flotador de abertura total es generalmente el tipo más adecuado ya que esto permite el paso de dispositivos de línea de acero.

2.6.1.15 Sistema de Separación.

En todas las operaciones de perforación bajo balance, el sistema de separación que se usará, debe ser adaptado de acuerdo a los fluidos del yacimiento esperados. Este sistema

debe ser diseñado para manejar fluidos líquidos y gaseosos, y debe separar el fluido de perforación para que éste pueda ser reinyectado al pozo.

La función del sistema de separación es separar efectiva y eficientemente cada una de las fases de la corriente de retorno del pozo en corrientes individuales y al mismo tiempo regresar el fluido limpio al proceso de perforación.

En muchas situaciones, el separador es el primer equipo procesador que recibe el flujo de retorno del pozo. Los separadores pueden clasificarse de acuerdo a su presión de operación de acuerdo a lo siguiente ^[15,19]:

- Baja Presión: 10 a 20 [psi], hasta 180 a 225 [psi]
- Presión Media: 230 a 250 [psi], hasta 600 a [psi]
- Alta Presión: 750 a 5000 [psi]

Los separadores son clasificados en “bifásicos” si separan el gas de la corriente de fluidos, “trifásicos” si separan los sólidos y el gas de la corriente de fluidos, y de “cuatro fases” si separan aceite, agua, gas y sólidos.

La separación de fluidos y sólidos se consigue en base a la diferencia entre las densidades de sólidos, líquidos y gases. La tasa a la cual los gases y sólidos son separados del líquido es función de la presión y temperatura. Figura 2.22



Figura 2.22 Separador de Cuatro Fases.

2.6.1.16 Desgasificador.

El acarreo de gas desde el separador a una presa de succión es potencialmente peligroso, particularmente si existe producción de H_2S . El gas en el líquido reinyectado puede causar presiones de fondo más bajas que las anticipadas; esto también causara interferencia con la eficiencia de las bombas. Dado lo anterior, en muchas ocasiones es necesario usar un desgasificador adicional corriente abajo del separador primario.

2.7 Ventajas y desventajas de un fluido espumado.

A continuación se presentan las ventajas y desventajas de la técnica de inyección de espuma estable como fluido de perforación. ^[15,18]

2.7.1 Ventajas.

- La técnica no requiere de equipo adicional en el fondo del pozo.
- Casi todo el espacio anular se llena con espuma, por lo tanto, se pueden lograr bajas presiones de fondo de pozo.
- Ya que la estructura de las burbujas de la espuma de perforación estable tienen un alto punto cedente, estas estructuras pueden soportar los recortes de roca en suspensión cuando las operaciones de perforación son interrumpidas para hacer conexiones. La espuma estable tiene de siete a ocho veces la capacidad de acarreo de recortes del agua.
- Los recortes retirados de la espuma en la superficie son fáciles de analizar para recabar información acerca de las propiedades de la roca.

2.7.2 Desventajas.

- La inyección de gas para la espuma estable no puede ser continuada cuando la circulación es interrumpida durante las conexiones y los viajes. Por lo tanto, esto puede dificultar el mantener las condiciones de bajo balance durante estas operaciones.
- Dado que el gas inyectado es atrapado bajo la presión dentro de la sarta de perforación por los diferentes flotadores, debe darse el tiempo suficiente para permitir la purga del aire cuando se realizan las conexiones y viajes. Esta purga hace difícil que puedan mantenerse las condiciones bajo balance.
- El flujo por el interior de la sarta de perforación es multifásico y, por lo tanto, se presentan altas caídas de presión por fricción en la tubería. Las altas caídas de presión resultan en altas presiones de las bombas y compresores durante la inyección.

- La fase gaseosa en la espuma estable atenúa los pulsos de los sistemas convencionales MWD (measure while drilling). Por lo tanto, el pulso de telemetría convencional MWD no puede ser utilizado.

2.8 Análisis del capítulo.

De este capítulo se pueden definir los siguientes puntos importantes para el desarrollo de un fluido espumado estable.

- Derivado de que el fluido de control será generado mediante agitación mecánica en las presas de lodo, es necesario disminuir la tensión superficial del agua con el uso de los surfactantes para ocluir fácilmente el aire a la fase líquida.
- Para minimizar la segregación de las burbujas, el drene gravitacional y la succión capilar, se sugiere un buen control de la viscosidad del sistema.
- Para disminuir la ruptura de espuma por difusión intra-burbuja derivado de la ley de Laplace, es necesario que las burbujas del sistema sean homogéneas.
- En base a las características alcalinas que debe de tener el fluido de control, se recomienda el uso de surfactantes aniónicos, no iónicos y anfóteros.
- Para fortalecer las lamelas, se puede hacer uso de solidos muy finos, esto las engrosara y generara una mayor estabilidad al sistema.

CAPÍTULO
3

QUÍMICA DE LAS ARCILLAS

CAPÍTULO 3. QUÍMICA DE LAS ARCILLAS.

Una de las problemáticas que tiene mayor impacto económico durante la perforación de pozos petroleros, es la inestabilidad del agujero, esta se debe a factores mecánicos, físicos, químicos y a su combinación, los problemas más evidentes surgen en el intervalo de lutitas cuya característica principal es la facilidad de absorber agua, lo que ocasiona el hinchamiento y/o dispersión de las arcillas, modificando de esta manera los esfuerzos a los que se encuentra sometida la formación generando problemas de resistencias, atrapamientos y en algunos casos pérdida total del pozo.

Por consiguiente una de las características más importantes que debe tener el fluido de baja densidad en desarrollo, es la inhibición de formaciones arcillosas altamente reactivas. Para lograr esta propiedad es necesario entender, ¿qué es una arcilla?, su estructura química elemental, como se clasifican y sus propiedades físico-químicas.

En este capítulo se describirán detalladamente las bases para comprender la química de las arcillas y se establecerán algunas características petrofísicas para diferenciar estos minerales.

3.1 Arcillas.

Los minerales arcillosos, son compuestos de granos finos menores a 2 μm que presentan estructuras bien definidas, pertenecientes a la subclase de los filosilicatos o silicatos laminares. Son fundamentalmente silicatos de aluminio hidratados, cuya estructura dominante se compone de capas formadas por capas de sílice y alúmina. Cada capa consta de una estructura plana y delgada, llamada capa unitaria. La mayoría de los minerales arcillosos tienen una morfología laminar, según las unidades repetidas de la estructura, y se pueden clasificar de acuerdo a la relación de capas de sílice a capas de alúmina. ^[20,21]

De acuerdo con su estructura interna y su composición química, las arcillas presentan una carga eléctrica específica, lo cual le otorga propiedades físico-químicas muy particulares: retención de moléculas orgánicas e inorgánicas, capacidad para mantenerse dispersas o reunirse en agregados voluminosos, fracturarse o hincharse, por mencionar algunas. ^[20,22]

En los fluidos de perforación, ciertos minerales arcillosos tales como la esmectita, uno de los principales componentes de la bentonita, son usados para proporcionar viscosidad, estructura de gel y control de filtrado. Sin embargo durante la perforación de pozos, las arcillas de la formación se incorporan inevitablemente en el sistema de fluido de control ocasionando diversos problemas. Por lo cual, los minerales arcillosos pueden ser beneficiosos o dañinos para el lodo de perforación. ^[22]

3.2 Estructura química elemental de los minerales arcillosos.

El 95% de la corteza terrestre está formada por silicatos, su composición y estructura están relacionadas directamente con la historia geológica de la tierra, es decir, que dependen de la naturaleza de la roca madre que les dio origen, así como del ambiente al que fueron sometidos durante la etapa de arrastre o depositación.

Las arcillas son una rama de los silicatos y sus propiedades son consecuencia de sus características estructurales. Por ello es imprescindible conocer su estructura para poder comprender sus propiedades y predecir su comportamiento en los diferentes medios.

Existen filosilicatos primarios y secundarios. Los primeros se originan bajo las condiciones requeridas para la formación de las rocas ígneas y metamórficas, como algunas micas, cloritas, talco y otros; los segundos, por meteorización o transformación de minerales primarios o secundarios en las condiciones de alteración que existen en la superficie de la tierra.

Los filosilicatos tienen como característica sobresaliente el presentar una estructura organizada principalmente con base en hojas de tetraedros de sílice y octaedros de alúmina. Muchas veces, por substición isomórfica, los tetraedros pueden ser de aluminio, así como los octaedros pueden ser magnésicos, ferrosos o incluir otros metales. Todos los filosilicatos son hidratados.

El motivo por el cual los átomos principales que conforman las láminas octaédricas y tetraédricas, son el aluminio y silicio respectivamente, es debido a que el radio iónico de la esfera máxima que puede colocarse en el espacio disponible dejado por los átomos en agrupación tetraédrica es de $r=0.225R$ y el de la agrupación octaédrica es $r=0.414R$,

siendo R el radio del anión. Y puesto que la esfera de referencia corresponde a iones oxígeno ($R=1.40\text{\AA}$), el espacio tetraédrico permite alojar un catión de un radio próximo a 0.315\AA y el espacio octaédrico a un catión de radio próximo a 0.579\AA , que se aproximan a los radios del silicio (0.39\AA) y del aluminio (0.55\AA) respectivamente. ^[20]

Antes de definir las estructuras elementales de las arcillas o filosilicatos es necesario describir la terminología de la A.I.P.E.A (Asociación Internacional para el Estudio de Arcillas) la cual será usada en este trabajo.

Plano de átomos: Es una distribución plana de un grosor atómico. Por ejemplo el plano basal de átomos de oxígeno en una hoja tetraédrica.

Hoja de átomos: Distribución plana de un grosor mayor que un átomo y compuesta de uno o más niveles de poliedros de coordinación unidos.

Capa: Es una combinación de hojas, en relación 1:1 o 2:1.

Entrecapa: Materiales situados entre las capas incluyendo cationes, cationes hidratados, moléculas orgánicas

Red: Entremado tridimensional de líneas que conectan los puntos que representan los centros de los elementos estructurales en el cristal. ^[20]

3.2.1 Tetraedro

En todos los filosilicatos una estructura fundamental es el tetraedro de sílice, constituido por un ión silicio situado en el centro de cuatro oxígenos colocados simétricamente, formando la estructura de un tetraedro regular, como se ilustra en la figura 3.1.

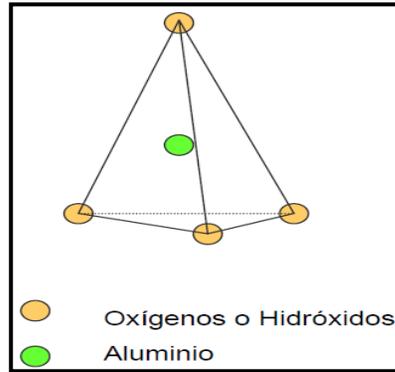


Figura 3.1 Estructura fundamental de las arcillas, Tetraedro Regular.

Si cada átomo de silicio tiene cuatro cargas eléctricas positivas, mientras que cada átomo de oxígeno tiene dos cargas negativas, es necesario que cada uno de los átomos de oxígeno use una de sus cargas para atraer a una de las cargas del silicio, quedando así saturado el átomo central (Si), mientras que las esquinas todavía tienen una carga negativa para enlazarse a otro átomo con carga positiva, este requerimiento puede ser satisfecho con cationes externos, tal como el K^+ , Ca^{++} , Al^{+++} u otros, o a partir de otro silicio de un grupo tetraédrico idéntico, cuando esto ocurre dan lugar a la formación de hojas tetraédricas, como se ilustra en la figura 3.2. [23, 24,25]

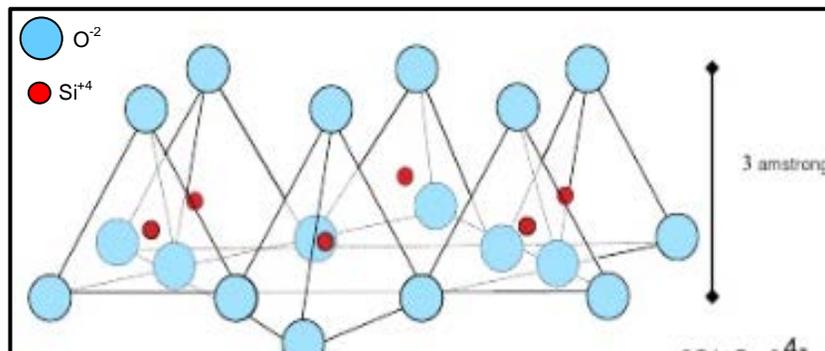


Figura 3.2 Hoja de Tetraedros.

Las hojas tetraédricas consisten en agrupaciones de tetraedros regulares unidos a través de los vértices basales, para formar una red hexagonal. Todos los oxígenos apicales, están orientados en la misma dirección, sea arriba o abajo, y las bases se sitúan en un mismo plano. ^[20]

Cada oxígeno, unido a dos iones silicio, recibe una valencia de cada uno y satisface así su carga. Este tipo de unión permite la extensión de la estructuras de los minerales de arcilla en el espacio. Así mismo el enlace Si-O tiene un elevado porcentaje de covalencia y una longitud de 1.62 Å. Según el ambiente en donde se encuentre, el silicio puede ser reemplazado isomórficamente por aluminio, en cuyo caso la distancia Al-O del tetraedro es de 1.77 Å. La distancia de los oxígenos de los tetraedros tiene, casi invariablemente, un valor de 2.55 Å de arista, siendo el espacio disponible para el catión tetraédrico de 0.32 Å de radio iónico y el grosor de la estructura no distorsionada de 4.65 Å. Puesto que el átomo de silicio tiene 0.39 Å de radio iónico, es evidente que los átomos de oxígeno que rodean el catión no están en contacto sino algo desplazados. Al ser sustituido el sílice por el aluminio cuyo radio es de 0.55 Å, el espacio interno se modifica en forma considerable, con lo que la estabilidad del tetraedro disminuye. ^[20]

Los tetraedros de sílice forman una red hexagonal cuando los oxígenos que satisfacen la cuarta valencia del Si forman un segundo plano en el que normalmente están incluidos oxígenos e hidroxilos en un agrupamiento compacto, formado por los oxígenos apicales de los tetraedros de sílice y los grupos OH pertenecientes a los octaedros. ^[20]

3.2.2 Octaedro

Se dice que una esfera se encuentra en posición octaédrica cuando es tangente a otras seis esferas dispuestas en forma de un octaedro regular como se muestra en la figura 3.3.

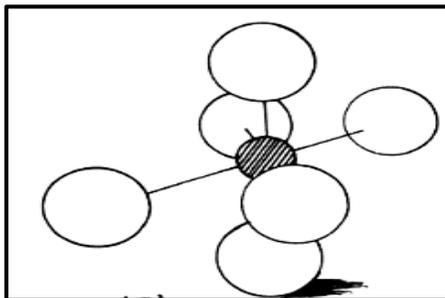


Figura 3.3 La esfera oscura se encuentra en posición octaédrica.

En los minerales de arcilla, los octaedros están constituidos principalmente de Al^{+3} , Mg^{+2} , Fe^{2+} y oxígenos. El octaedro incluye un ión de aluminio o magnesio, situado en el centro de seis oxígenos o hidroxilos dispuestos según los orbitales híbridos octaédricos. Cada oxígeno tiene dos o tres enlaces de fuerza con los cationes octaédricos para el Al^{+3} y Mg^{+2} respectivamente y un enlace simple con el sílice o el hidrógeno. Una representación espacial del octaedro se muestra en a figura 3.4. [20,23]

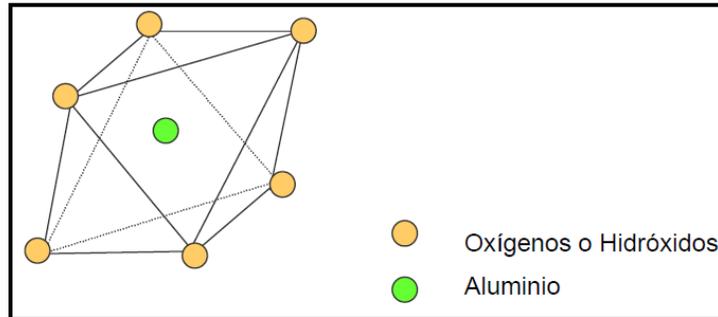


Figura 3.4 Representación espacial de un octaedro.

El espacio dejado por los seis oxígenos (en contacto) alrededor del catión octaédrico tiene un radio de 0.579 \AA y puesto que el radio iónico del aluminio es de 0.55 \AA puede alojarse perfectamente en este espacio sin causar alguna distorsión a la estructura. Sin embargo, un ión magnesio con un radio iónico de 0.65 \AA produce una considerable separación de los oxígenos. Es evidente que un octaedro con un catión de hierro, Fe^{+2} , cuyo radio es de 0.76 \AA , distorsionará fuertemente la estructura.

Los octaedros se unen entre sí compartiendo aristas. En la figura 3.5 se observa cómo estos comparten oxígenos con octaedros vecinos y forman una hoja que se llama de manera general "hoja octaédrica". Los átomos de oxígeno y los grupos hidroxilo se agrupan en planos paralelos situándose los cationes entre esos planos. [20]

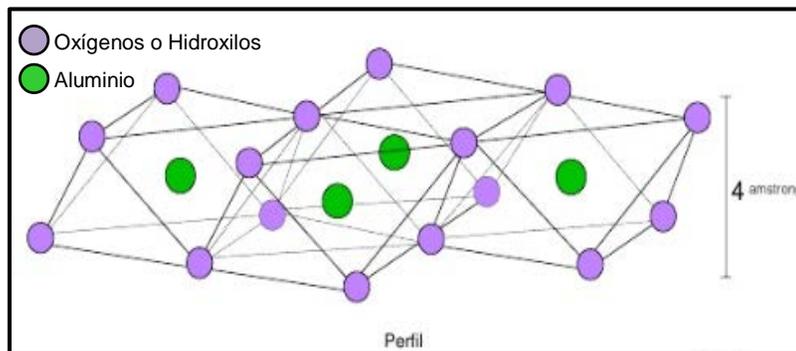
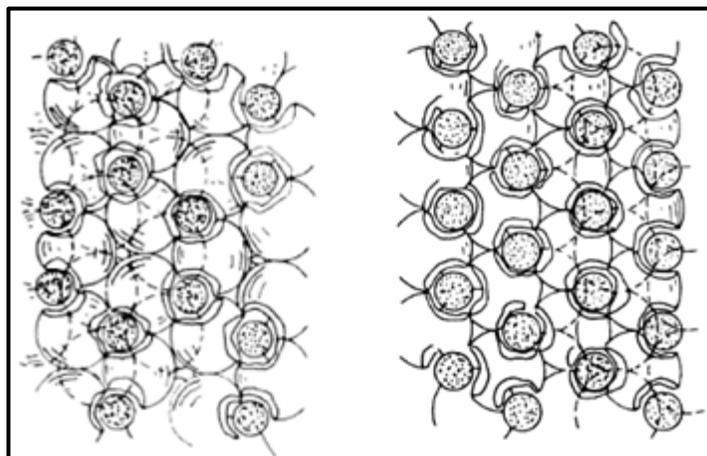


Figura 3.5 Unión de varios octaedros compartiendo aristas de sus estructuras.

EL grosor de la unidad octaédrica ideal es de alrededor de 5 Å, la distancia oxígeno-oxígeno es de 2.94 Å, pero estas varían de acuerdo a, si son estructuras dioctaédricas o trioctaédricas, o si sus aristas están o no compartidas.

Cuando la unidad octaédrica tiene como catión el aluminio, Al^{+3} , se conoce como gibbsita, de igual manera si el catión es el magnesio, Mg^{+2} , se le llama brucita. Estas estructuras son muy importantes en la construcción de los minerales de arcilla, ya que la hoja octaédrica puede asimilarse a cualquiera de ellas. En las figuras 3.6A y 3.6B pueden verse la disposición octaédrica de las hojas hidroxiladas con el catión Al o Mg en coordinación octaédrica. En ambas estructuras los hidroxilos se encuentran en agrupamiento compacto, pero en la gibbsita sólo 2 de las posiciones catiónicas están ocupadas por el ión Al, sin embargo en la brucita todas las posiciones están ocupadas por el ión Mg. Las primeras se conocen como estructuras dioctaédricas y a la segunda como trioctaédricas. Se trata de una consecuencia de las reglas de Pauling ya que todos los enlaces de valencia asociados a los iones Al tienen la fuerza de $\frac{1}{2}$ (debido que la valencia del aluminio es de +3 y se encuentra dividida entre 6 átomos de oxígeno/hidroxilos), en tanto que los enlaces asociados al Mg tienen una fuerza de sólo de $\frac{1}{3}$ (debido a que su valencia es de +2, y se dividen entre seis átomos de oxígeno/hidroxilos). Por lo antes explicado cada OH puede unirse a dos aluminios en la gibbsita y a tres magnesios en la brucita. ^[20]



**Figura 3.6A y 3.6B. Estructura de la gibbsita, $\text{Al}(\text{OH})_3$.
Las esferas negras son átomos de Al.**

3.2.3 Unión de hojas tetraédricas y octaédricas.

La mayoría de los minerales de arcilla consisten en capas tetraédricas apiladas paralelamente sobre las octaédricas. La unión de estas capas es posible ya que los oxígenos apicales de la hoja octaédrica actúan como puentes de unión entre los tetraedros y octaedros, permitiendo una verdadera fusión entre ellos y los hidroxilos, lo que amarra fuertemente ambas unidades. Una hoja de sílice continua satisface a otra de brucita o gibbsita, ya que la cuarta valencia del silicio puede ser neutralizada por un oxígeno perteneciente a un octaedro de alúmina o magnesia. Por este mecanismo las hojas pueden unirse fuertemente entre sí formando capas en relación 1:1 o 2:1, como se ilustra en la figura 3.7A y 3.7B respectivamente. Las fuerzas que asocian los constituyentes de estas capas son enlaces de naturaleza iónica-covalente, de manera que el conjunto es sumamente estable. ^[20]

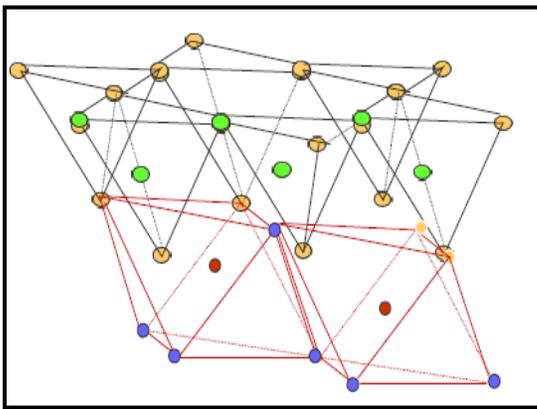


Figura 3.7A Mineral de arcilla con capas en relación 1:1.

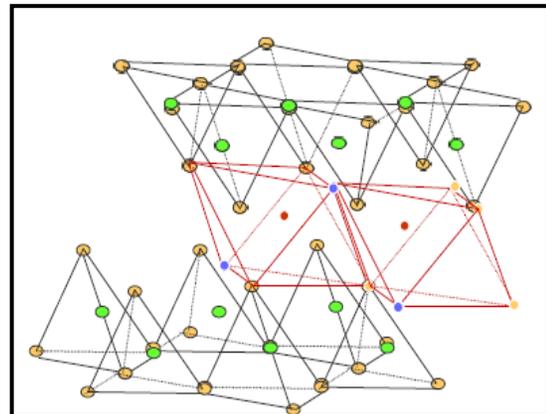


Figura 3.7B Mineral de arcilla con capas en relación 2:1.

3.2.4 Unión de capas de los filosilicatos.

Para entender cómo se unen una capa con otra para formar las arcillas, es necesario suponer que cada capa tetraédrica u octaédrica se repiten así mismas de manera lateral indefinidamente, de tal forma que la unión de dichas capas solo se llevaran a cabo sobreponiendo una sobre otra de manera adyacente. Esta cohesión es posible por cinco fuerzas fundamentales:

- a) Fuerzas de Van Der Waals: son fuerzas de atracción muy pequeñas, de 10^{-12} a 10^{-19} erg.cm y de rango corto, ya que se manifiestan a distancias inferiores a 5 Å.

La intensidad de estas fuerzas dependen de la forma y del tamaño de las partículas, del tipo de átomo y la composición mineralógica de la arcilla.

- b) Fuerzas intercapa derivadas de los cationes y la superficie de los cristales de arcilla cargados negativamente por sustitución isomórfica cuando las caras se aproximan unas a otras. Este es el caso de la muscovita, que al sustituir el Si por el Al en la estructura tetraédrica, esta queda cargada negativamente y es compensada con el ión K^+ , de tal manera que la carga positiva del catión une estas capas cargadas negativamente.
- c) Los enlaces de H^+ que se establecen en un plano de oxígenos y un plano de OH^- , esta se da cuando una red hexagonal de oxígeno coincide bastante bien con la red de hidroxilos, determinando la formación de enlaces o puentes de hidrogeno. Como la energía está influida por la carga, polarizabilidad, y acción polarizante de los cationes a los cuales se coordina, esta energía depende netamente de la composición mineralógica.
- d) Las moléculas polares intercaladas pueden ejercer fuerzas atractivas. Capas de agua orientadas entre superficies de un cristal de arcilla pueden originar fuertes enlaces de hidrógeno si su grosor es de solo pocas moléculas.
- e) Atracciones electroestáticas entre las partículas o entre sectores de partículas de carga opuesta. Si bien como consecuencia de los reemplazos isomórficos la superficie plana de los filosilicatos adquieren carga negativa, los bordes pueden adquirir cargas positivas. Schofield y Samson concibieron que la variación de las cargas de arcillas pueden estar en función del pH del medio. En la estructura de los filosilicatos convencional, constituido por Al^{+3} o Mg^{+2} en la posición tetraédrica, la coordinación de los aniones sería dependiente del pH. Por efecto de acción de masa el H^+ tiende a disociarse a valores de pH elevados. Bajo condiciones ácidas o alcalinas surgen en estos bordes diferencias de carga, lo que significa que bajo condiciones acidas es posible una atracción entre los bordes positivos y superficies planas negativas y viceversa.

En conclusión todos los filosilicatos con capas estructurales 1:1 o 2:1, son fácilmente separables, debido a que las fuerzas que las unen son muy débiles, hecho que permite separar las diferentes capas como las páginas de un libro, cuando esto sucede se dice que son exfoliables. ^[20,25]

3.2.5 Estabilidad de los cristales, reglas de Pauling

La unión de las estructuras poliédricas están gobernadas por las reglas de Pauling, mismas que establecen la coordinación, la estabilidad de los arreglos estructurales, la forma de cómo se agrupan y como se reparten las fuerzas de valencia entre ellos. Analizar detalladamente estas reglas es fundamental para comprender la estructura de los minerales de arcilla:

- 1) Alrededor de cada catión se forma un poliedro coordinado de aniones, de modo que los arreglos dependen únicamente de los tamaños entre el catión (+) y el anión (-) respectivamente.
- 2) En una estructura iónica estable la suma de la fuerza total de los enlaces de valencia procedente de todos los cationes vecinos es igual a la carga del anión. Esto significa que las sumas de las cargas positivas y negativas en una red cristalina deben ser iguales, para que la estructura sea estable. Este principio se conoce como la “regla electrostática de Pauling”.
- 3) La presencia de aristas compartidas, y particularmente caras compartidas por dos poliedros aniónicos coordinados, hace que la estructura disminuya su estabilidad.
- 4) En un cristal que contiene cationes diferentes, aquellos que tienen valencia elevada y un número de coordinación pequeño, no muestran tendencia a compartir elementos poliédricos.
- 5) El número de configuraciones cristalográficas diferentes en una red de estructura cristalina tiende a ser pequeño. Esta regla llamada “regla de parsimonia” se deriva del principio de que toda estructura tiende a obtener un estado con un contenido mínimo de energía potencial. Un gran número de configuraciones cristalográficas diferentes supone una estructura compleja, en que la existencia de discontinuidades y tensiones origina una energía libre potencial elevada y, consecuentemente una estructura inestable. ^[20,22,25]

Existe una sexta regla conocida como Regla de Lowenstein, que dice:

- 1) No es válido enlazar dos tetraedros que tengan un átomo central de aluminio cada uno. Esto nos indica que dos tetraedros de aluminio sólo pueden enlazarse mediante otro tetraedro intermedio a base de silicio. ^[20]

3.3 Clasificación de los minerales arcillosos

Las unidades fundamentales de las hojas tetraédricas y octaédricas pueden disponerse en diferentes combinaciones y modificaciones químicas las cuáles han alcanzado formar hasta 26 tipos de minerales arcillosos. A pesar de esto se ha logrado clasificar a los silicatos según su estructura como se ilustra en la tabla 3.1 [22,21].

Tabla 3.1 Clasificación de las arcillas en función a su estructura.

TIPO	GRUPO	SUBGRUPO	ESPECIES MINERALES
1:1	Caolines	Caolinitas (dioctaédrica)	Caolinita, Diquita, nacrita, halloysita
		Serpentina (trioctaédrica)	Antigorita, chamosite, crysotila, y cronstedita
	Talco	Pirofilita (dioctaédrica)	
		Talco (trioctaédrica)	
2:1	Esmectitas	Esmectita dioctaédrica	Montmorillonita, bidellita nontronita
		Esmectita trioctaédrica	hectorita (Li), saponita (Mg), y sauconita
	Micas	Micas dioctaédrica	Muscovita Paragonita Mica-Al Mica-Fe
		Micas trioctaédrica	Flogopita, Biotita, Lepidolita Zinnwaldita
	Vermiculitas	Vermiculitas dioctaédrica	Vermiculitas dioctaédrica
		Vermiculitas trioctaédrica	Vermiculitas trioctaédrica
	Illita	Illita dioctaédrica	Derivadas de muscovita
		Illita trioctaédrica	Derivadas de flogopita
2:1:1	Clorita	Clorita dioctaédrica	sudoita
		Clorita trioctaédrica	Brunsvigita, clinocloro, cookeita, diabantita, nimita, pennantita, penninita, ripidolita, sheridanita, thuringita.

Para fines de esta tesis describiremos únicamente las arcillas de mayor interés en la zona marina, como son: la caolinita, esmectitas o montmorillonitas, micas, ilitas, y cloritas. Debido a su abundancia en las formaciones durante la perforación de pozos petroleros y a las problemáticas que estas generan, como se explicó en el capítulo 1.

3.3.1 Caolinitas

La caolinita presenta una estructura formada por láminas alternadas de sílice y alúmina, unidas entre sí muy estrechamente. Como se puede observar en la figura 3.8, las dos láminas de cada unidad cristalina están unidas entre sí por átomos de oxígeno que quedan libres en los tetraedros, los cuales resultan compartidos por los átomos de silicio y aluminio en sus planos respectivos. Así se constituye cada unidad cristalina de unos 7 Å de espesor, que se une con otras muy tenazmente por existir enlaces de hidrógeno entre los hidroxilos de la hoja octaédrica y los oxígenos de la lámina vecina, tetraédrica. Este tipo de estructura se denomina de red 1:1, es decir una lámina de tetraedros por una de octaedros. La formula química de las caolinitas es: $Al_2Si_2O_5(OH)_4$.

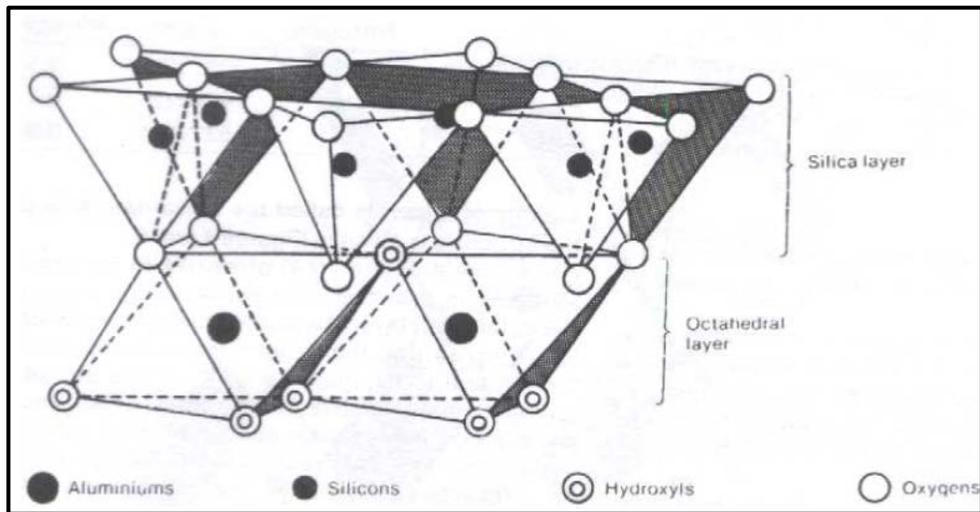


Figura 3.8 Diagrama de la estructura de la Caolinita.

Como características físicas y químicas, es una arcilla no hinchable pero se fractura y migra fácilmente, ya que sus capas unitarias están fuertemente ligadas mediante enlaces de hidrógeno, lo que impide la expansión de la partícula, porque ni el agua ni los cationes pueden penetrar entre las capas, por lo cual la única superficie activa es la externa y, por ello las arcillas de este grupo se caracterizan por su baja capacidad de absorción y cambio de cationes. Además la caolinita no presenta substituciones isomórficas significativas, por lo que su capacidad de intercambio catiónico se debe fundamentalmente a las cargas variables. [22, 26, 27]

El grupo de la caolinita integra la mayor parte de las arcillas cuya génesis tiene lugar en climas húmedos, y procede generalmente de rocas ácidas. Sus cristales son casi siempre hexagonales y con diámetros de entre 1 a 5 micras, más grandes que los de la esmectita o illita. Posee poca plasticidad, propiedades coloidales poco acentuadas y tiene la superficie específica más pequeña, una capacidad de intercambio catiónico más baja y la menor capacidad de adsorber el agua. Se reconoce fácilmente en microfotografías por su aspecto de láminas paralelas perfectamente colocadas unas sobre otras, tal como se muestra en la figura 3.9.

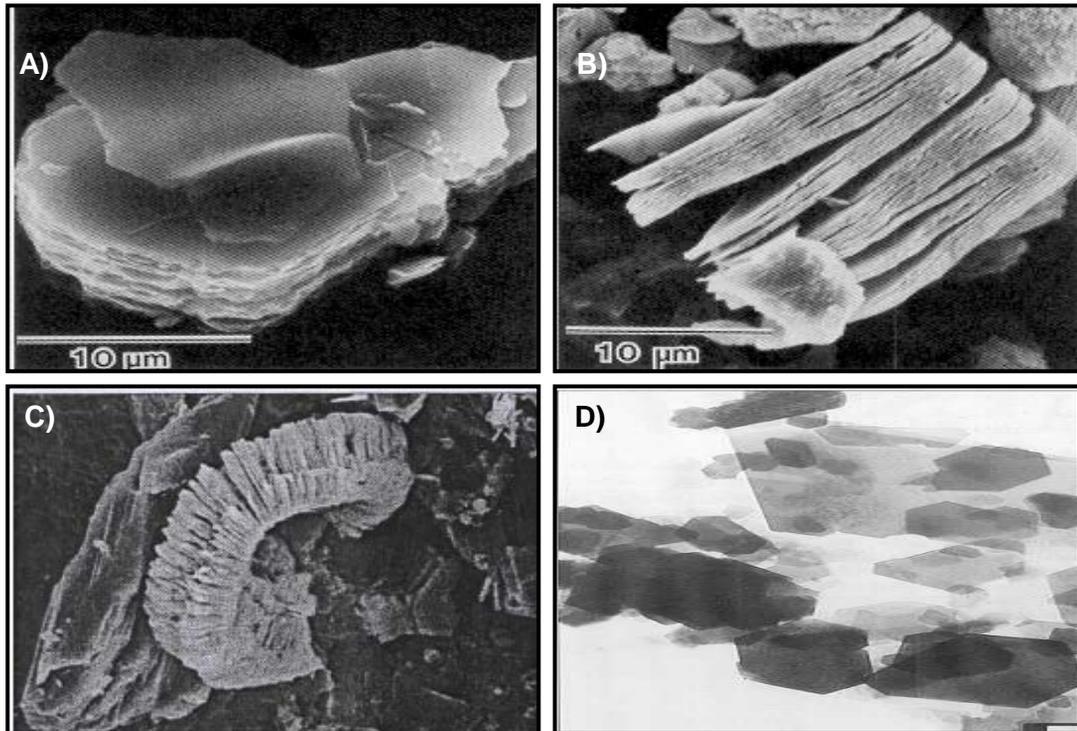


Figura 3.9 Microfotografías de minerales de Caolinita.

En la figura 3.9. (A) Se muestran las láminas de caolinita apiladas unas sobre otras, cada capa de este mineral tiene un espesor alrededor de 4.31 \AA , y tomando en cuenta desde el plano basal hasta la unión con la siguiente capa el grosor es de 7 \AA , por lo cual la distancia entre capa es de 2.69 \AA , haciendo difícil la penetración del agua que mide aproximadamente 3 \AA de diámetro. (B) Se observan las láminas de arcillas de perfil con una apariencia similar a la de un libro (C), Con un aumento en el microscopio electrónico a 2300x, se observa cómo se posicionan estos minerales en el espacio y en los poros de las rocas. (D) Observamos que cada lámina tiene una forma pseudo-hexagonal lo cual es característico en este tipo de minerales. [22, 23, 25, 27,28]

3.3.2 Esmectitas o Montmorillonitas.

La estructura básica de la esmectita está formada por una hoja octaédrica de aluminio en medio de dos tetraédricas de sílice, en relación 2:1. La unión de estas láminas es posible por los grupos hidroxilos del octaedro, que compensa la carga negativa de la hoja de alúmina, tal como se muestra en la figura 3.10.

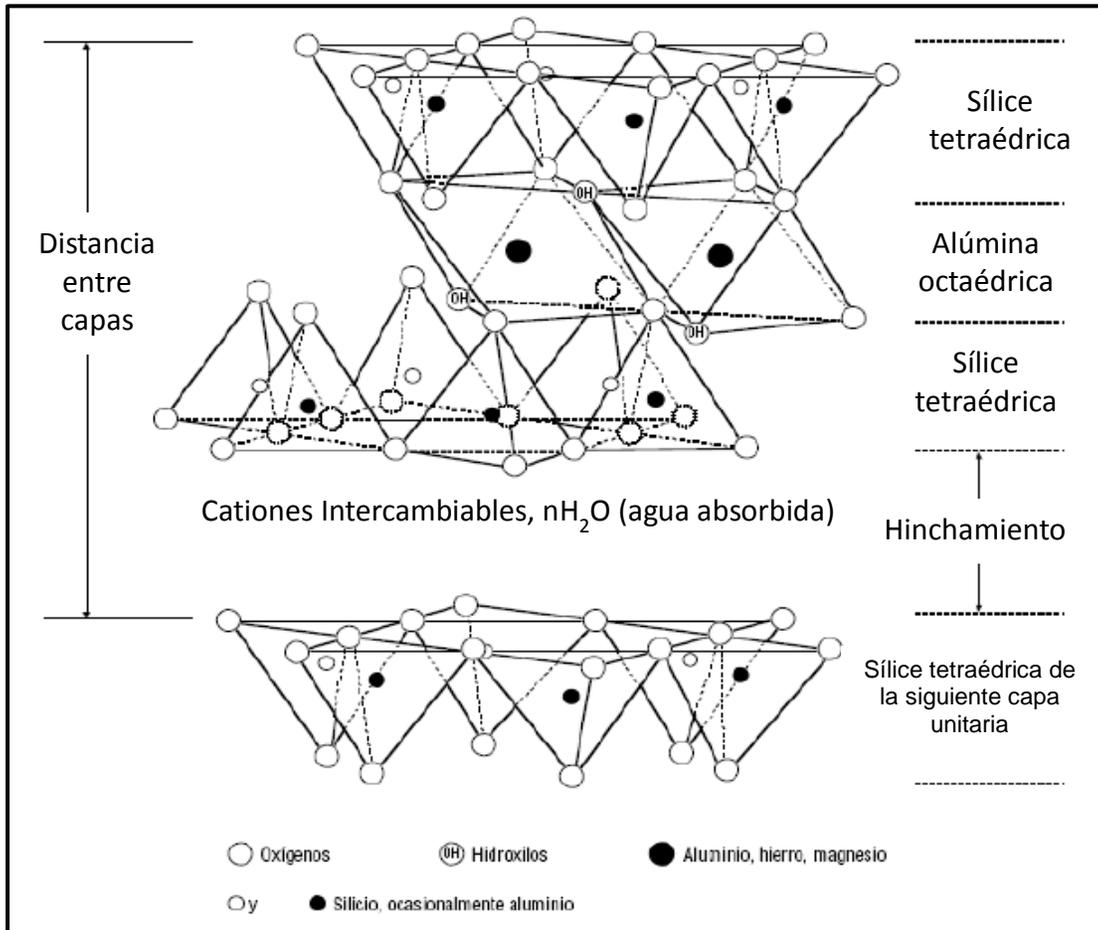


Figura 3.10 Estructura de la Esmectita.

Las capas de esmectita o montmorillonita, se unen entre sí principalmente mediante las fuerzas de Van Der Waals, mismas que como se explicó anteriormente son muy débiles lo cual hace que el espacio entre capas sea lo suficientemente grande para permitir la entrada de moléculas de agua libremente.

CAPÍTULO 3. QUÍMICA DE LAS ARCILLAS

La fórmula típica de estas arcillas es: $\text{Al}_2 \text{Si}_4 \text{O}_{10} (\text{OH})_2$, la cual mediante un balance iónico como se ilustra en la tabla 3.2 comprobamos que la estructura es eléctricamente neutra, esto se debe a que todas las posiciones en la hoja tetraédrica se encuentran ocupadas por átomos de silicio, mientras que, todas las posiciones de la capa octaédrica contienen aluminio.

Tabla 3.2 Balance Iónico de la Esmectita.

Átomos	No. de átomos	Carga eléctrica	Total de iones
Al	2	3	6
Si	4	4	16
O	10	-2	-20
(OH)	2	-1	-2
SUMA DEL BALANCE IONICO			0

Sin embargo según el medio en que se encuentren, puede existir una sustitución isomórfica del ión Al^{+3} en la capa octaédrica por un catión de menor carga eléctrica, por ejemplo Mg^{+2} , lo que origina una deficiencia de carga eléctrica, como se muestra en la figura 3.11.

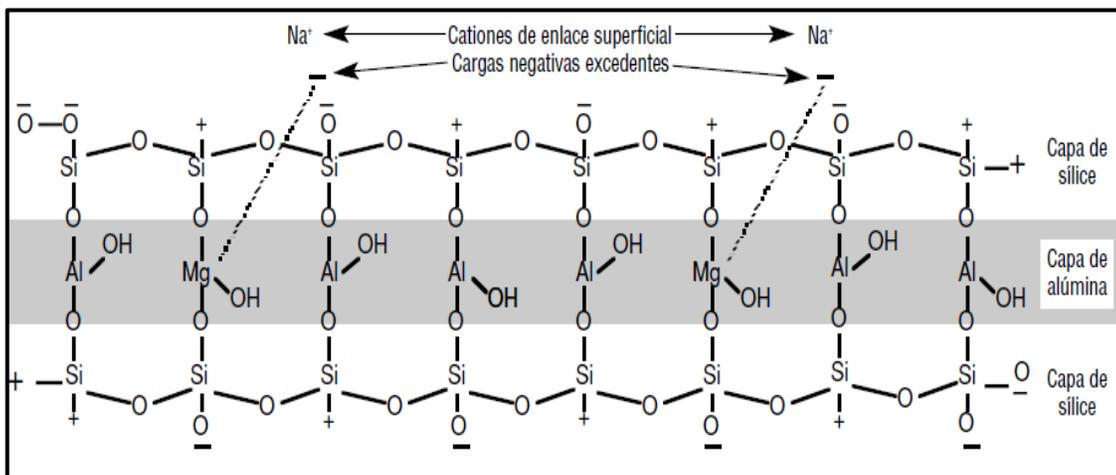


Figura 3.11 Sustitución de Al^{3+} por Mg^{2+} causando una partícula cargada negativamente.

La carga negativa neta de la estructura es compensada por la adsorción de iones positivos en la intercapa, conocidos como “cationes intercambiables”. Los cuales pueden ser un ion de simple carga como el sodio (Na^+) o un ion de doble carga como el calcio (Ca^{+2}) o el magnesio (Mg^{+2}). De este modo, tenemos montmorillonita sódica, cálcica y/o magnésica.

Este reemplazamiento es la causa de algunas de las propiedades superficiales más importantes de la montmorillonita, tal como la facilidad de absorber agua lo que genera el hinchamiento de la arcilla. El tamaño de la expansión depende del ión que se encuentre balanceando eléctricamente la estructura tal como se muestra en la figura 3.12. [22, 23, 25,27]

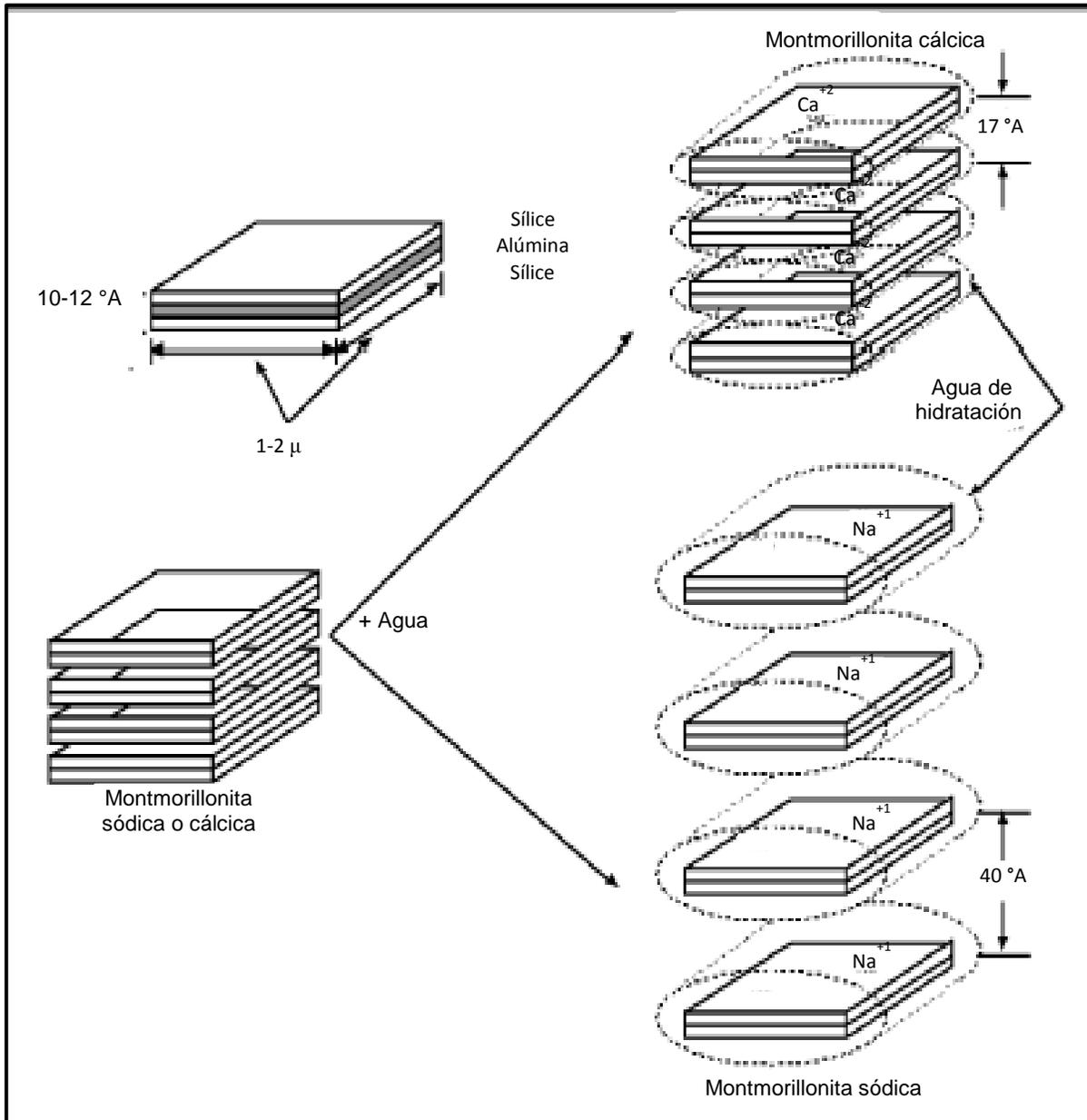


Figura 3.12 Hidratación de la montmorillonita Cálcica Vs Sódica.

El espacio entre capas de la montmorillonita seca está comprendido entre 9.8 Å cuando el catión intercambiable es el sodio (Na^{+2}) y 12.1 Å cuando es el calcio (Ca^{+2}), esto asumiendo que el agua intercapa está fuertemente ligada a la estructura. Cuando la arcilla es hidratada, la montmorillonita cálcica se expande hasta 17 Å mientras que la bentonita sódica se expande hasta 40 Å. Esto se debe a que los cationes divalentes como Ca^{+2} y Mg^{+2} aumentan la fuerza de atracción entre las laminillas, reduciendo así la cantidad de agua que se puede adsorber. Los cationes monovalentes como Na^{+} producen una fuerza de atracción más débil, permitiendo que más agua penetre entre las laminillas.

Derivado de lo anterior se puede concluir que los cationes monovalentes que tienen grandes diámetros hidratados causan el mayor hinchamiento y la mayor dispersión. Y los cationes multivalentes que tienen pequeños diámetros hidratados atraen con más fuerza las capas de arcilla y por lo tanto hace su estructura más estable, impidiendo que las moléculas de agua entren con facilidad, es decir son buenos inhibidores, tal como el caso del K^{+} . En la tabla 3.3 se muestran el diámetro iónico cristalino e hidratado de los cationes más comunes.

Tabla 3.3 Radios iónicos y radios de hidratación de los cationes comunes.

Catión	Diámetro Iónico (Å)	Diámetro Hidratado (Å)
Li^{+}	1,56	14,6
Na^{+}	1,90	11,2
K^{+}	2,66	7,6
NH_4^{+}	2,86	5,0
Mg^{2+}	1,30	21,6
Ca^{2+}	1,98	19,2
Al^{3+}	1,00	18,0

La montmorillonita presente en las lutitas durante la perforación de pozos, es generalmente cálcica, porque está en equilibrio con el agua de la formación, la cual es rica en calcio. La montmorillonita sódica (bentonita de Wyoming), es usada en los fluidos de control para aumentar la viscosidad y reducir el filtrado. Como la bentonita sódica se hincha cuatro veces más que la cálcica, la sódica generara una viscosidad cuatro veces mayor.

La esmectita o montmorillonita se reconoce en las microfotografías por su apariencia de hojuelas continuas, formando una estructura en forma de colmena. Tal como se observa en la figura 3.13.

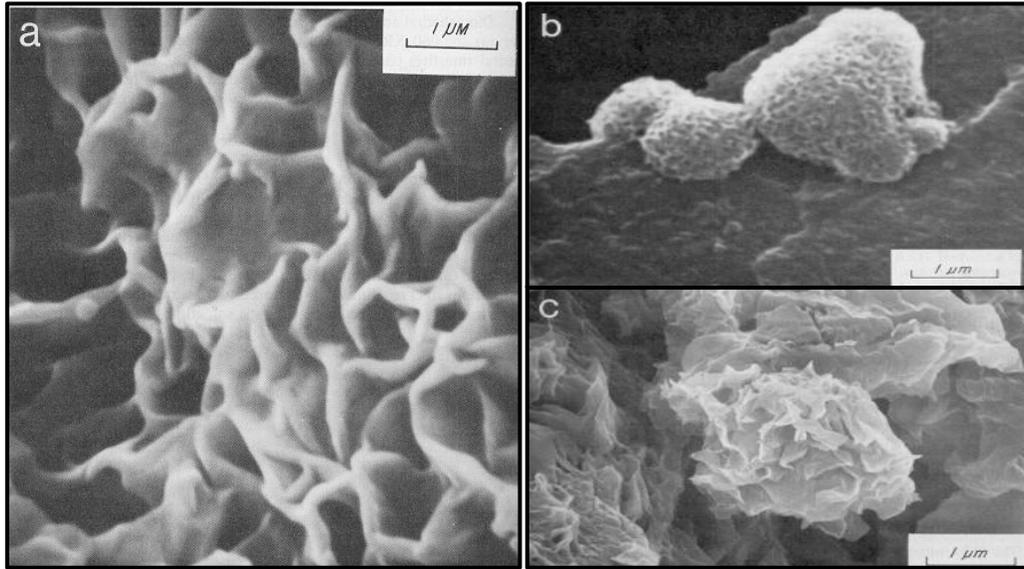


Figura 3.13 Microfotografía de la esmectita o montmorillonita.

Figura 3.13. (a) Se observa a nivel microscópico la apariencia de la bentonita Wyoming conocida como montmorillonita, imagen tomada del libro “clays and clay minerals, Bohor y Hughes. (b) Esmectita esférica encontrada en los micro-poros de un fragmento meteorizado de roca volcánica. (c) Agregados de esmectita formados en las microfracturas de granodionita meteorizada. [22, 23, 25, 27,28]

3.3.3 Micas

Aunque no son arcillas como tal, son muy importantes ya que mediante la meteorización de rocas ígneas y metamórficas, las micas originan diversos minerales de arcilla heredados o transformados, tales como hidrómicas, ilitas, cloritas, vermiculitas y esmectitas. Las micas tienen una gran importancia como minerales constitutivos de rocas, especialmente sedimentarias, calculándose que alrededor del 4% de la corteza terrestre está constituida por micas. Por meteorización. Las micas constituyen la principal fuente de potasio del suelo indispensable para la alimentación de las plantas.

Existen numerosas especies de mica con diversas formas, incluyendo términos dioctaédricos y trioctaédricos. Las más comunes son la moscovita y la biotita, la primera se caracteriza por la sustitución en la estructura octaédrica con iones trivalentes tales como el Al^{+3} y Fe^{+3} , y la segunda por usar iones divalentes como el Mg^{+2} o Fe^{+2} . Sin embargo las propiedades químicas y físicas de todas las micas se caracterizan por ser inatacables por los ácidos, tener alta resistencia a la temperatura, ser malos conductores eléctricos, tener una morfología laminar, foliar y un clivaje basal perfecto, características que son consecuencia de su estructura atómica. En la figura 3.14 se observa la apariencia de los minerales micáceos.



Figura 3.14A Mineral Muscovita.



Figura 3.14B Mineral Biotita.

En la figura 3.14. A) se observa la apariencia típica de la moscovita, se caracteriza por su color blanco y por su apariencia laminar, posee una exfoliación perfecta en finas láminas flexibles y elásticas. B) biotita, posee características iguales a la de la moscovita, sin embargo presenta un color pardo oscuro a verde negro, y está formada por un apilamiento escalonado de escamas finas, las cuales están unidas débilmente por lo que es fácil separarlas.

Su estructura de tres capas de tipo 2:1, no hidratadas. En las hojas tetraédricas existe un reemplazo parcial del ión sílice por el aluminio en relación 1/4, es decir que de cada 4 iones de Si solo 1 esta reemplazado por el Al, esto origina que la deficiencia de carga en las hojas tetraédricas sea muy elevada. En algunos casos menos frecuentes la sustitución del sílice se da con iones Fe^{3+} , Fe^{2+} , Mg^{2+} o aún Li^{2+} . Dos grupos OH^- y cuatro oxígenos apicales de los tetraedros coordinan cada catión en posición octaédrica. La deficiencia de carga determinadas por reemplazamiento isomórfico antes mencionado, permite a las micas introducir cationes entre sus capas estructurales, siendo el más frecuente el K^+ , lo cual origina un enlace muy fuerte debido a las fuerzas electrostáticas. En la figura 3.15 se ilustra la estructura convencional de las micas.

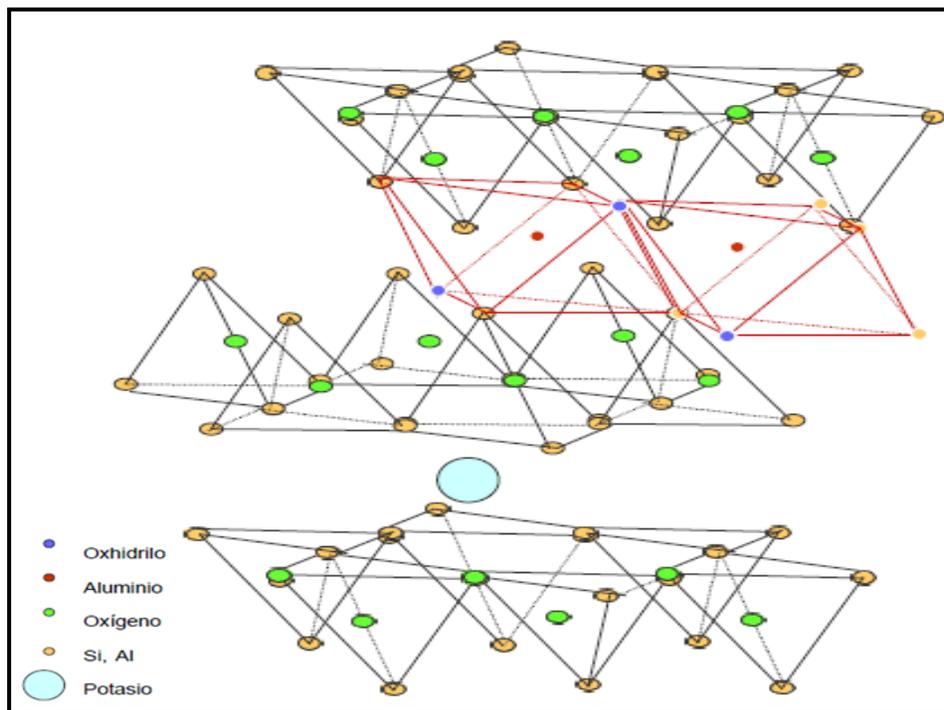
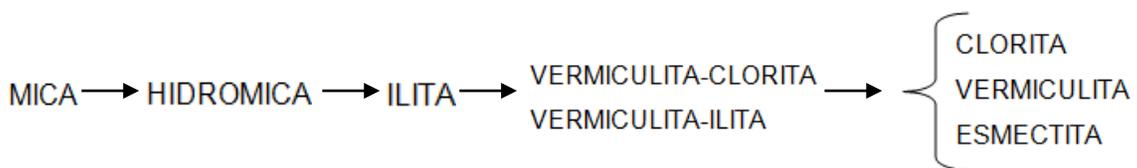


Figura 3.15 Estructura de la Mica.

Se considera que las micas siguen un proceso de meteorización que, con las variantes propias del medio ambiente y la clase de mica implicada, puede convertirse en otros tipos de arcillas mediante sustitución morfológica. Tal como se describe a continuación:



Desde el punto de vista químico, el proceso de alteración de las micas es esencialmente la pérdida del potasio y otros cationes alcalinos o alcalinotérreos con hidratación. La pérdida de K^+ , la mayoría de los investigadores coincide que el mecanismo de alteración es un proceso de difusión dependiente de la concentración de sales que actúan en el reemplazo, este fenómeno se basa en la ley de acción de masas.

A nivel microscópico se reconocen por tener un aspecto hojoso o en forma de rosetas, escamoso, sus caras laterales son estriadas o escalonadas tal como se observa en la figura 3.16. [22, 23, 25,27]

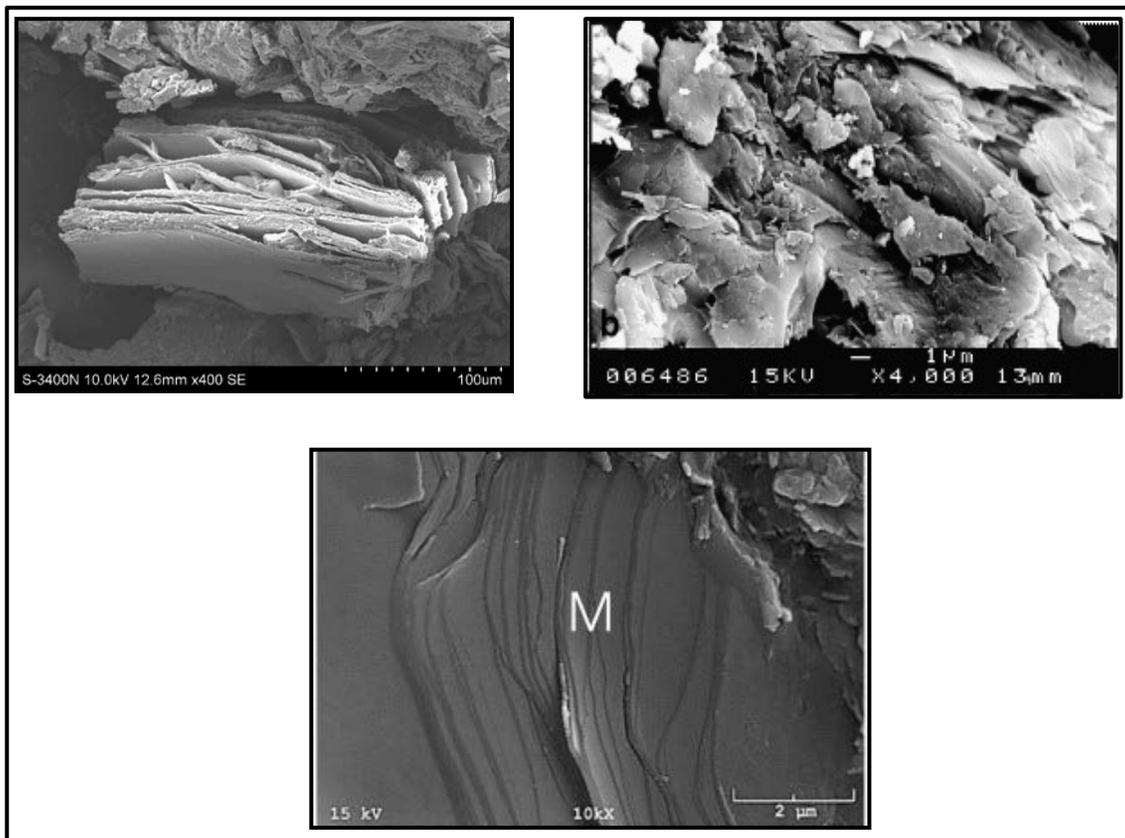


Figura 3.16 Microfotografías de la Mica.

3.3.4 Iilitas

Son minerales micáceos que no presentan propiedades expansivas. Al igual que las micas, las iilitas constan de una capa unitaria integrada por una hoja de tetraedros de sílice cuyos vértices apuntan en la misma dirección, como puede verse en la figura 3.17.

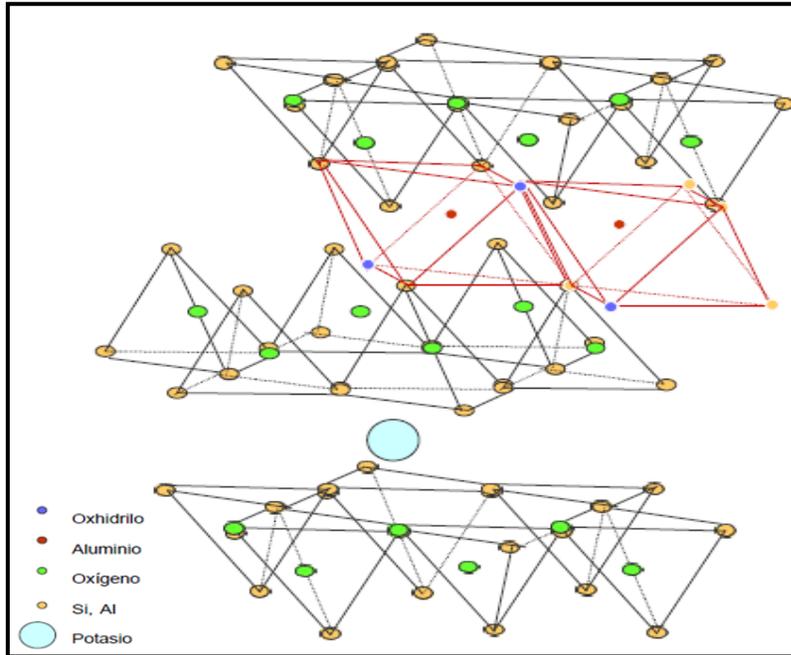


Figura 3.17 Estructura Química de las Iilitas.

La celda unitaria es la misma que la montmorillonita excepto que la sustitución isomórfica se da en la capa tetraédrica. Por lo cual algunos silicios están remplazados por aluminio y la deficiencia de carga esta balanceada por iones K^+ . El grosor de la capa unitaria de la iilita tiene un valor ligeramente superior a 9 \AA , pero como existen iones potasio entre las capas ocurre una ligera expansión como se muestra en la figura 3.18.

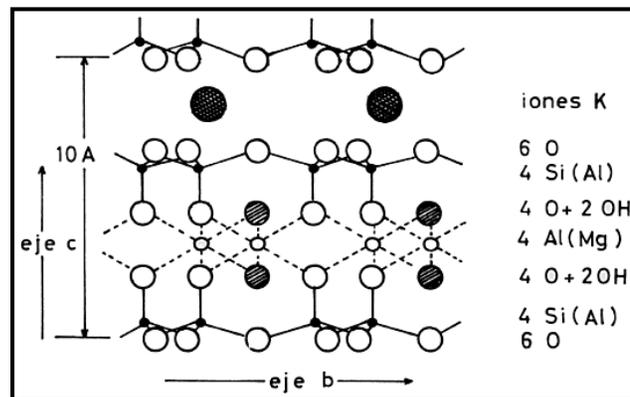


Figura 3.18 Grosor de la capa Unitaria de la iilita.

Las ilitas al igual que en las micas, los iones K^+ situados entre las capas unitarias, se disponen directamente sobre el centro de los planos hexagonales de oxígeno que conforman las bases de los tetraedros Si-O de las hojas de sílice. La superposición de las capas estructurales se hacen en forma tal que los iones K^+ equidistan, no de 12 si no de 6 átomos de oxígeno, lo cual hace que haya una distorsión estructural respecto de la ideal y la pérdida de equidistancia del ión K^+ a los 12 oxígenos de las bases, este pequeño cambio puede afectar en cierto modo la estabilidad de los enlaces.

Aunque las estructuras de las micas y las esmectitas sean muy parecidas a las de las ilitas, existen varias diferencias, mismas que se mencionan a continuación.^[20]

Diferencias entre micas e ilitas:

- 1) Las ilitas tienen una menor sustitución de Si^{+4} por Al^{+3} . En las micas tal sustitución llega a 1/4, mientras que en la ilita llega a 1/6.
- 2) Consecuencia de esta menor sustitución es que la relación SiO_2/Al_2O_3 de la ilita es más alta que la de las micas, y la deficiencia de carga por celda unitaria, que en las micas llega alrededor de 2.0, alcanza sólo alrededor de 1.30 en la ilita.
- 3) Los cationes situados entre las capas de las ilitas pueden ser reemplazados por otros cationes tales como Ca^{+2} , Mg^{+2} e H^+ , este último en forma de H_3O^+ .
- 4) Existe cierto desorden en el apilamiento de las capas unitarias de las ilitas y el tamaño de las partículas es muy pequeño, del orden de 1 a 2 μ .
- 5) El contenido de K_2O en las ilitas es más bajo que en las micas, por lo cual la porción de agua absorbida en la intercapa de ilita es mayor.

Algunos estudios realizados por varios investigadores por ejemplo Jackson, muestran que la ilitas son, en realidad capas de micas entremezcladas con algunas capas expandibles. Esta afirmación explica satisfactoriamente los iones H^+ y la deficiencia de K^+ . Muchos tipos de ilita, así como micas desordenadas, exhiben algunas capas mezcladas con fases de esmectita y clorita, existiendo integrados entre ellos. Estos últimos contienen cationes hidratados, agua e hidroxilos intercalados entre capas de silicatos expansibles, distribuidos a su vez entre capas de micas. Eso explica el origen del agua e hidroxilo que se encuentran por análisis en la ilitas.^[20,22, 23, 25, 27,28]

Diferencia entre esmectitas e illitas:

- 1) Las deficiencias de carga, debidas a substituciones isomórficas por celda unitaria alcanzan en la illita entre 1.30 y 1.50, mientras que en la montmorillonita alcanza entre 0.6 y 0.80. En la illita la deficiencia de carga radica en las capas tetraédricas de sílice, o sea en sitios mas próximos a la superficie de la capa unitaria; en la esmectita, en cambio, la substitución isomórfica se produce en la hoja octaédrica, es decir en el centro de la capa, lo que hace que la atracción hacia los iones compensadores sea minima y se deban mayormente a las fuerzas de Van Der Walls.
- 2) En las illitas la compensación de la carga se efectúa por iones K^+ por lo que las capas unitarias de la illita se encuentran en una posición más o menos rígida, sin que haya acceso a moléculas polares como el agua que puedan expandir estas capas o si sucede sea en forma lenta.
- 3) Los iones K^+ situados entre capas no son intercambiables, o son difícilmente cambiables.

Los problemas operativos durante la perforación de pozos en formaciones de illita/esmectita, pueden deberse a la inestabilidad provocada por la parte expandible, y sucesivamente por la lenta substitución isomórfica en el mineral illita, este fenómeno se representa en la figura 3.19

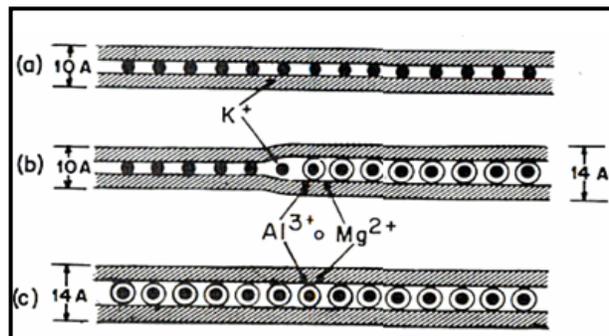


Figura 3.19 Esquema de la alteración de un mineral micáceo a vermiculita. Se produce un cambio continuo de electrones K por Mg o por Al.

Los cationes magnesio o aluminio hidratados actúan como cuñas que expanden las capas unitarias facilitando la liberación del potasio. a) Se observa el mineral micáceo no alterado; en b) Se produjo una alteración con 50% entre capas de vermiculita y en c) La mica se transformó completamente a vermiculita. [20,22, 23, 25,27]

La illita es un mineral arcilloso específico con una estructura principal de aluminosilicato similar a la esméctica, pero no muestran la capacidad de hinchamiento entre capas. En vez de la sustitución de Al^{+3} por Mg^{2+} como en la montmorillonita, la illita tiene una sustitución del Si^{+4} por Al^{+3} en las capas de sílice, lo cual aún produce una carga negativa. Los cationes compensadores son principalmente el ión potasio (K^+).

El espacio entre las capas unitarias es de 2.8 Å. El diámetro iónico de K^+ es de 2.66 Å. Esto permite que el K^+ encaje perfectamente entre las capas unitarias, formando un enlace que impide el hinchamiento en la presencia de agua.

Como las capas unitarias no se hinchan ni se separan al ser expuestas al agua, los iones potasio (K^+) presentes entre las capas unitarias no están disponibles para el intercambio. Los átomos de potasio en la estructura de illita no son iones intercambiables pero constituyen una parte fija de la estructura del cristal; sólo los iones potasio que se encuentra en las superficies exteriores pueden ser cambiados por otros cationes.

Entre los minerales arcillosos 2:1, la esmectita, illita, y capas mixtas de illita y esmectita son encontradas durante la perforación de formaciones de arcillosas, causando frecuentemente distintos problemas relacionados con la estabilidad del pozo y el mantenimiento del fluido de perforación.

La naturaleza problemática de estos minerales puede estar relacionada con los cationes débilmente enlazados entre las capas y las cargas débiles de las capas que producen el hinchamiento y la dispersión al entrar en contacto con el agua. Como resultado, las formaciones de illita se vuelven generalmente menos hinchables pero más dispersivas en agua, a medida que la profundidad aumenta. Esto debido a que a medida que la profundidad es mayor, la esmectita se convierte gradualmente en arcillas de capas mixtas de illita/esmectita. La arcilla resultante de capas mixtas tendría las propiedades de ambos tipos de minerales arcillosos. ^[20, 22, 23, 25,28]

La illita es muy propensa a quebrarse y migrar por el movimiento de fluidos, este mineral se reconoce en microfotografías por su forma de aguja o cabellos, tal como se muestra en la figura 3.20. [20,22, 23, 25,28]

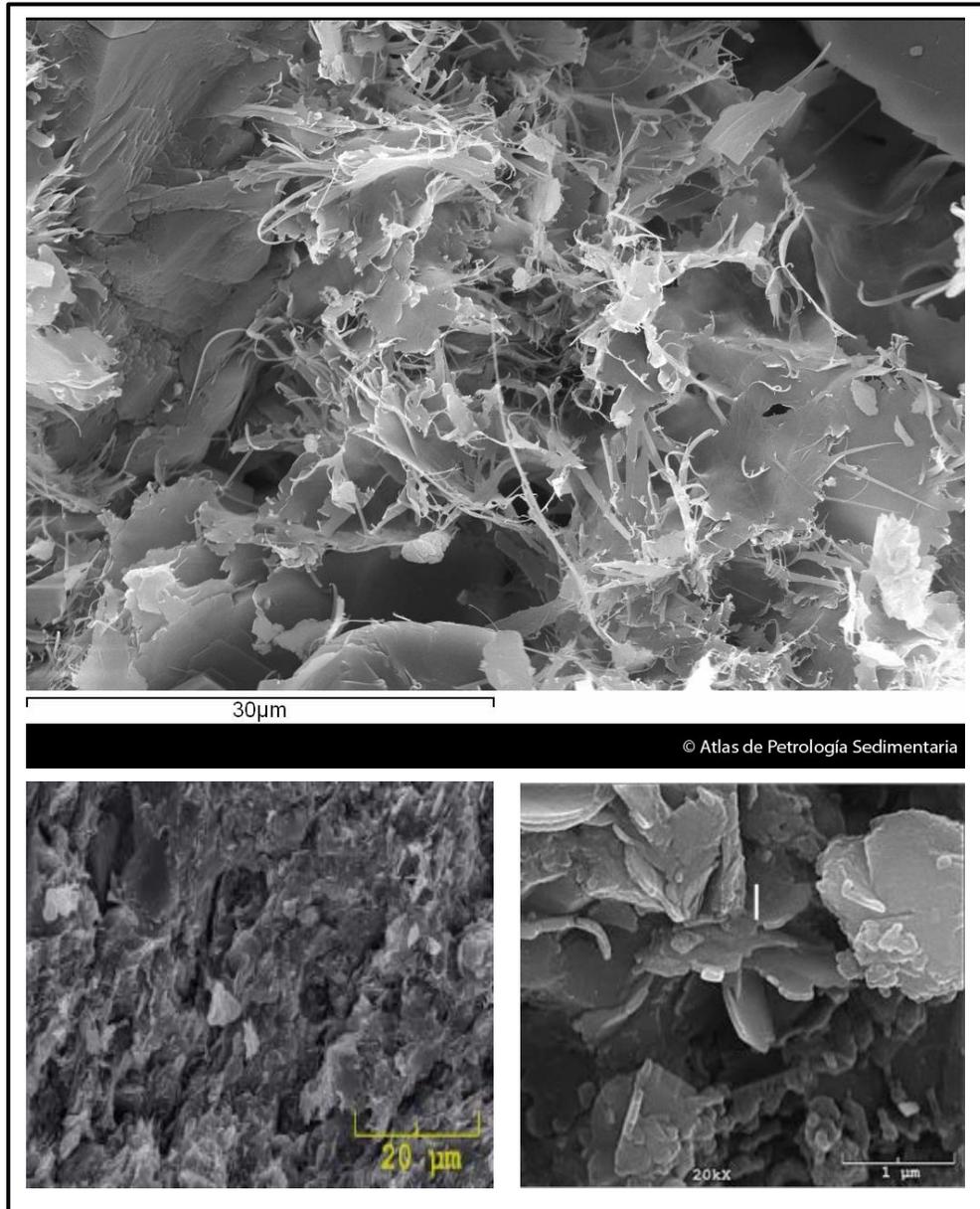


Figura 3.20 Microfotografías de la illita.

3.3.5 Cloritas

Las cloritas se encuentran frecuentemente en antiguos sedimentos marinos enterrados a grandes profundidades, y normalmente no causan ningún problema importante a menos que estén presentes en grandes cantidades. Los minerales arcillosos de clorita son similares a la arcilla illita en lo que se refiere a la reactividad, no contiene agua entre las capas, no se hinchan en su forma pura, pero puede hacerse que hinchen ligeramente al ser modificadas.

Su estructura básica consta de capas alternas una octaédrica entre dos tetraédricas (2:1) formando unidades de 14 Å de espesor, con ligaduras de tipo iónico. Esta unidad está desbalanceada eléctricamente, y esta deficiencia de carga se compensa por sustituciones en la capa brucita. Tal como se muestra en la figura 3.21.

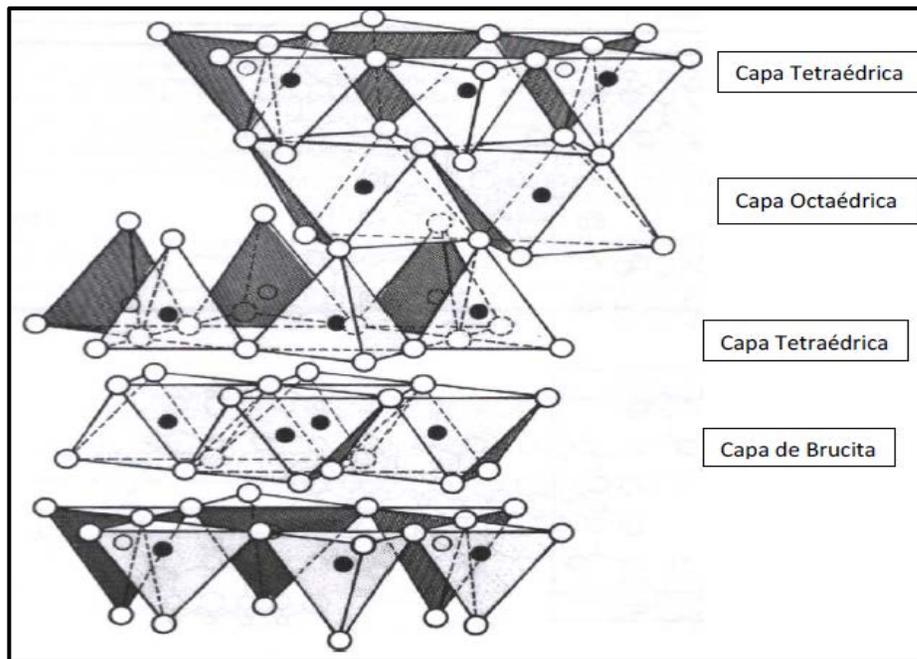


Figura 3.21 Estructura Química de la Clorita.

Esta arcilla no es propensa a disgregarse y migrar, ni a expandirse al entrar en contacto con el agua, pero por su alto contenido de hierro, es problemática a la hora de inyectar ácido clorhídrico en una formación, sin embargo no son usualmente encontradas en formaciones que contienen hidrocarburos, como las otras arcillas.

La capacidad de intercambio catiónico de la clorita varía de 10 a 20 meq/100 g, principalmente debido a los enlaces rotos. La distancia entre capas de clorita suele ser de aproximadamente 14 Å. Se reconoce en microfotografías porque sus láminas están dispuestas en forma de rosetas u hojas de repollo, tal como se ve en la figura 3.22.



Figura 3.22 Mineral Clorita en forma de roseta.

La clorita también puede formar arcillas de capas mixtas con otros minerales arcillosos tales como la esmectita. Algunas lutitas contienen clorita e illita como componentes arcillosos. La mayoría de estas lutitas son relativamente no reactivas, pero algunas pueden hidratarse y derrumbarse. ^[20, 25,28]

3.4 Propiedades físico-químicas de las arcillas

Las propiedades físicas y químicas de las arcillas, se deben principalmente a tres aspectos generales como son:

- Su extremadamente pequeño tamaño de partícula (inferior a 2 μm)
- Su morfología laminar (filosilicatos)
- Las sustituciones isomórficas, que dan lugar a la aparición de carga en las láminas y a la presencia de cationes débilmente ligados en el espacio interlaminar.

Como consecuencia de estos factores, estos minerales presentan un valor elevado de área superficial y una gran cantidad de superficie activa derivada de los enlaces no saturados. Esto ocasiona que la interacción con diversas sustancias sea muy fácil, en especial con compuestos polares, lo que permite que mezclas de arcilla-agua generen un comportamiento plástico y en algunos casos la fase acuosa desarrolle propiedades reológicas

La capacidad de adsorber agua, la capacidad de la arcilla de intercambiar cationes y la superficie específica de la arcilla son atributos muy relacionados entre sí, y son conocidas como propiedades coligativas de la arcilla. Estas propiedades coligativas son básicamente medidas de la reactividad de la arcilla. ^[29]

3.4.1 Superficie específica

La superficie específica o área superficial de una arcilla se define como el área de la superficie externa más el área de la superficie interna de las partículas constituyentes, por unidad de masa, expresada en m^2/g .

Las arcillas poseen estructuras cristalinas extremadamente pequeñas, menor de 2 μm por lo cual su superficie por gramo es muy grande y esto provoca que exista una extensa área de interacción roca-fluido, ocasionando que en las operaciones de perforación de pozos en zonas de lutitas sea realmente compleja. ^[29]

A continuación se muestran los valores de superficies específicas según el tipo de arcilla:

- Caolinita de elevada cristalinidad hasta 15 m²/g
- Caolinita de baja cristalinidad hasta 50 m²/g
- Halloisita hasta 60 m²/g
- Illita hasta 50 m²/g
- Montmorillonita 80-300 m²/g
- Sepiolita 100-240 m²/g
- Paligorskita 100-200 m²/g

3.4.2 Intercambio Iónico y Capacidad de Intercambio Catiónico.

La capacidad de intercambio catiónico (CEC) se puede definir como la suma de todos los cationes de cambio que un mineral puede adsorber a un determinado pH. Es equivalente a la medida del total de cargas negativas del mineral. Estas cargas negativas pueden ser generadas de tres formas diferentes:

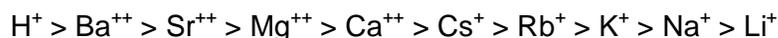
- Sustituciones isomórficas dentro de la estructura.
- Enlaces insaturados en los bordes y superficies externas.
- Disociación de los grupos hidroxilos accesibles.

El primer tipo es conocido como carga permanente y supone un 80% de la carga neta de la partícula; además es independiente de las condiciones de pH y actividad iónica del medio. Los dos últimos tipos de origen varían en función del pH y de la actividad iónica. Corresponden a bordes cristalinos, químicamente activos y representan el 20% de la carga total de la lámina.

Los minerales de arcilla tienen la propiedad de adsorber ciertos aniones y cationes y retenerlos en un estado intercambiable, estos iones son intercambiables por otros aniones o cationes bajo tratamiento de tales iones en una solución acuosa. Los iones intercambiables se encuentran alrededor de la unidad estructural de aluminosilicatos, y la reacción de intercambio no afecta a dicha estructura.

CAPÍTULO 3. QUÍMICA DE LAS ARCILLAS

La reacción de intercambio iónico está controlada principalmente, por la concentración relativa de las diferentes especies de iones en cada fase. Cuando dos iones de valencias diferentes están presentes, el que tiene mayor valencia generalmente es adsorbido. El orden de preferencia de intercambio es usualmente:



Cualquier catión a la izquierda reemplazará a cualquier catión ubicado a su derecha. La concentración relativa de cada catión también afecta esta preferencia de intercambio catiónico. Para reemplazar un catión, se requiere una concentración de cationes mucho más alta del catión a la derecha. Aunque resulte más difícil reemplazar el calcio que el sodio, si la concentración iónica de Na^+ es considerablemente más alta que la concentración de Ca^{++} , el sodio desplazará al calcio. Esta reacción finalizará cuando la solución y la arcilla lleguen al equilibrio químico, la actividad de los iones en cada fase es la misma

La prueba de Azul de Metileno (MBT) es un indicador de la CEC aparente de una arcilla. La CEC constituye una mejor medida de la reactividad de la arcilla que el análisis mineralógico deducido del análisis de difracción de rayos X (XRD).

El rango de CEC para materiales minerales arcillosos puros está indicado en la tabla 3.4:

Tabla 3.4 Capacidad e intercambio catiónico de las arcillas.

ARCILLA	CEC (meq/100 g)
Esmectita	80-200
Vermiculita	100-180
Ilita	10-50
Clorita	10-40(20)
Kaolinita	3-10
Halloisita	10-40
Montmorillonita	120-250
Sepiolita-paligorskita	20-35

El intercambio catiónico puede resultar de un cambio de temperatura, puesto que muchos compuestos tienen diferentes relaciones de solubilidad a diferentes temperaturas. La solubilidad de algunas de las sales cálcicas comunes, tales como CaSO_4 , disminuye a grandes temperaturas, mientras que la solubilidad de la mayoría de los compuestos de sodios aumenta. A medida que la concentración de $\text{Na}^+/\text{Ca}^{2+}$ aumenta, los cationes Ca^{2+} de la arcilla tienden a ser reemplazados por los cationes Na^+ de la solución.^[29]

3.4.3 Capacidad de absorción

La capacidad de absorción está directamente relacionada con las características texturales (superficie específica y porosidad) y se puede hablar de dos tipos de procesos que difícilmente se dan de forma aislada:

- 1) Absorción, es cuando se trata fundamentalmente de procesos físicos como la retención de agua por capilaridad.
- 2) Adsorción, se presenta cuando existe una interacción de tipo químico entre el adsorbente, en este caso la arcilla, y el líquido o gas adsorbido.

El agua tiene la fórmula molecular H_2O que tienen los mismos dos elementos de la superficie de las arcillas. Por lo tanto, el agua y la arcilla son muy compatibles y forman enlaces débiles entre el agua y la superficie de sílice.

El tamaño y la forma de las moléculas de agua también son perfectos para el anclaje exacto del agua en la lámina de sílice. Cuando las arcillas se ponen en contacto con el agua, la mayoría adsorben algo de agua entre las láminas y se hinchan. Las arcillas, como la bentonita adsorben tanta agua que las láminas son capaces de separarse completamente unas de otras. Esta fuerte atracción de algunas arcillas por grandes volúmenes de agua, es causado por los cationes en las láminas de arcilla, estos iones atraen fuertemente al agua. Por otra parte, si el agua contiene sales disueltas, la adsorción de agua por la arcilla disminuye. Es por esto que la bentonita no se dispersa tan bien en agua salada como en agua dulce.^[29]

La hidratación y deshidratación del espacio interlaminar de las arcillas son propiedades características de las esmectitas, y el grado de hidratación es dependiente de la naturaleza del catión interlaminar y a la carga de la lámina.

La adsorción de agua en el espacio interlaminar tiene como consecuencia la separación de las láminas dando lugar al hinchamiento. Este proceso depende del balance entre la atracción electrostática catión-lámina y la energía de hidratación del catión. A medida que se intercalan capas de agua y la separación entre las láminas aumenta, las fuerzas que predominan son de repulsión electrostática entre láminas, lo que contribuye a que el proceso de hinchamiento pueda llegar a disociar completamente unas láminas de otras.

Cuando el catión interlaminar es el sodio, las esmectitas tienen una gran capacidad de hinchamiento, pudiendo llegar a producirse la completa disociación de cristales individuales de esmectita, teniendo como resultado un alto grado de dispersión y un máximo desarrollo de propiedades coloidales. Si por el contrario, tienen Ca^{++} o Mg^{++} como cationes de cambio su capacidad de hinchamiento será mucho más reducida. ^[29]

3.4.4 Plasticidad

Las arcillas son eminentemente plásticas. Esta propiedad se debe a que el agua forma una envolvente sobre las partículas laminares produciendo un efecto lubricante que facilita el deslizamiento de unas partículas sobre otras cuando se ejerce un esfuerzo sobre ellas.

La elevada plasticidad de las arcillas es consecuencia, nuevamente, de su morfología laminar, tamaño de partícula extremadamente pequeño (elevada área superficial) y alta capacidad de hinchamiento.

La relación existente entre el límite líquido y el índice de plasticidad ofrece una gran información sobre la composición granulométrica, comportamiento, naturaleza y calidad de la arcilla. En general, cuanto más pequeñas son las partículas y más imperfecta su estructura, más plástico es el material. ^[29]

3.4.5 Tixotropía

La tixotropía se define como el fenómeno consistente en la pérdida de resistencia de un coloide, al agitarlo y su posterior recuperación con el tiempo. Algunas arcillas muestran este especial comportamiento al estar mezcladas con agua en una proporción definida, es decir cuando el coloide arcilla-agua se agita, disminuye su resistencia al movimiento y si a continuación, se las deja en reposo recuperan la cohesión.

También por esta razón, al añadir una pequeña proporción de arcilla al agua esta permanece flotando sobre el líquido indefinidamente, alcanzando el estado coloidal. Sin embargo, si se añade aún más, el líquido se torna viscoso y se resiste a fluir; en cambio, si se agita vigorosamente la suspensión, el líquido recupera fluidez, perdiéndola nuevamente al cesar la agitación. A esta propiedad se le llama tixotropía, y es típica de muchas arcillas. ^[29]

3.5 Análisis del capítulo.

De los conceptos descritos anteriormente, se puede concluir lo siguiente:

- La reacción de las arcillas se debe principalmente a la capacidad de intercambiar sus cationes e hidratarlos, debido a la alta salinidad. Por consiguiente para inhibir esta reacción es conveniente que el fluido de perforación contenga una salinidad similar a la de la formación para que de esta forma no exista un intercambio iónico, este fenómeno se conoce como presión osmótica. ^[21,30,31]
- La distancia entre capa y capa de los minerales arcillosos varía entre 2.5 Å y 12 Å, por lo cual algunos tipos de arcillas como las ilitas pueden inhibirse por bloqueo, usando en la formulación del fluido, aditivos solubles en agua, que incremente el tamaño de la molécula e impida la penetración a la intercapa de las arcillas. ^[31,32]
- El uso de aditivos con alto contenido de potasio, calcio, amonio son de gran utilidad, ya que como se describió en esta sección, son cationes que ayudan a estabilizar las arcillas por que funcionan como cationes compensadores de las diferencias de cargas eléctricas ocasionadas por la substitución isomorfica en la estructura de la arcilla. ^[32]

CAPÍTULO
4

**CARACTERIZACIÓN QUÍMICA Y
PETROFÍSICA DE LA ZONA
PROBLEMÁTICA, PALEOCENO INFERIOR**

CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN DE LA ZONA PROBLEMÁTICA, PALEOCENO INFERIOR

Una de las zonas más complejas de perforar en los pozos de la zona marina, es el Paleoceno Inferior- Brecha Terciaria Paleoceno cretácico superior, ya que derivado de la pérdida total de circulación y la presencia de arcillas altamente reactivas ocasionan diversos problemas operativos tal como resistencias, arrastres, incremento de torques y/o atrapamientos, mismos que se reflejan en operaciones altamente costosas.

Aunque se han probado diferentes fluidos de perforación para mitigar las problemáticas antes mencionadas, hasta el momento no se ha tenido el éxito esperado. Esto puede deberse a que los fluidos usados fueron diseñados para inhibir arcillas en general y no el tipo específico de arcilla que predomina en la formación Paleoceno Inferior.

Por tal motivo, para este trabajo fue necesario realizar una caracterización petrofísica para determinar el tipo de arcilla predominante, así como una caracterización química para evaluar la reactividad de esta roca, con el objeto de desarrollar un fluido de perforación que tuviera la capacidad de inhibir específicamente las arcillas de la zona problemática y de esta forma ahorrar tiempo y costos de operación.

En este capítulo se explicarán: la metodología utilizada para la selección de los pozos a estudiar; los mecanismos empleados para la caracterización de las muestras; se mostrarán y explicarán los resultados de los análisis realizados.

4.1 Selección de pozos para muestreo

Para seleccionar los pozos a muestrear del campo Akal, fue necesario un análisis de toda la información petrofísica con la que contaban cada uno de ellos, posteriormente de los pozos que contaban con más datos de la zona de interés (Paleoceno inferior- Brecha Terciaria Paleoceno Cretácico Superior), se seleccionaron 4. A los que nombraremos UNAM-1, UNAM-2, UNAM-3 y UNAM-4. El nombre de los pozos seleccionados para el muestreo y análisis mencionados en este capítulo no corresponde a los nombres reales, esto con el objetivo de respetar la confidencialidad de la empresa.

CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN QUÍMICA Y PETROFÍSICA DE LA ZONA PROBLEMÁTICA, PALEOCENO INFERIOR.

En el mapa mostrado en la figura 4.1, se observa que los pozos seleccionados están ubicados en diferentes bloques, lo que permite crear un criterio general de la composición mineralógica de la formación paleoceno inferior en diferentes áreas del campo.

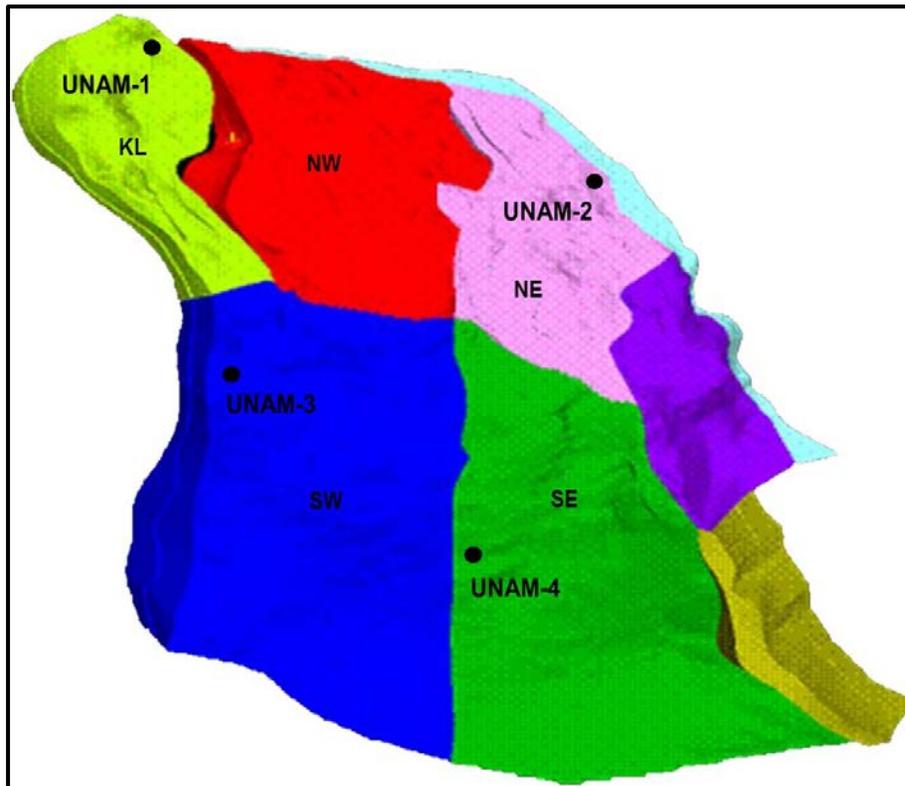


Figura 4.1. Ubicación de pozos en el mapa del campo Cantarell.

Una vez elegidos los pozos a estudiar, se procedió a realizar la adquisición de muestras de campo, en la cual se recolectaron pedacería y fragmentos de núcleos de los pozos antes mencionados.

4.2 Mecanismos de caracterización de minerales arcillosos.

Una vez muestreados los pozos seleccionados, es necesario establecer los mecanismos de caracterización que se llevarán a cabo, ya que los minerales arcillosos tienen particularidades que requieren procedimientos específicos para su estudio. El tamaño de los cristales, a diferencia de otros minerales, es muy pequeño, tal que la observación e identificación por microscopía óptica convencional, en general no aporta información suficiente. La similitud de composición química entre las distintas especies y la amplia

CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN QUÍMICA Y PETROFÍSICA DE LA ZONA PROBLEMÁTICA, PALEOCENO INFERIOR.

variabilidad, hacen del análisis químico, un procedimiento útil para ciertos objetivos, pero no definitivo para la identificación. Así mismo, la medición del tamaño de partículas no es posible a través de tamices convencionales y hay que recurrir a procedimientos indirectos. Por tales motivos, el estudio de las arcillas requiere una serie de procedimientos específicos.

Los procedimientos más frecuentes empleados para el estudio de los minerales arcillosos son los siguientes:

- Difracción de rayos X (XRD).
- Microscopía electrónica de barrido (SEM).
- Análisis de microfracturas y porosidad.
- Capacidad de Intercambio Catiónico.

A continuación se explicará brevemente, el método utilizado en este trabajo para el estudio de las muestras de lutita.

4.2.1 Difracción de rayos X (XRD)

La difracción de rayos X, es una técnica usada para identificar compuestos cristalinos. La difracción de rayos X determina los espaciamientos o distancias entre planos repetidos de átomos dentro de una estructura cristalina, es decir, la distancia basal. Cada mineral pertenece a un grupo cristalográfico específico y produce un espectro que es característico de ese mineral. El espaciamiento de un cristal de montmorillonita completamente seco es generalmente aceptado en 9.5 Å. (Un Angstrom es equivalente a 10⁻⁷ milímetros)

Método utilizado: Para el realizar este análisis es necesario que la muestra suministrada sea una porción representativa de toda la muestra. Se requiere de aproximadamente 10 gramos para llevar a cabo el análisis rutinario. No se requiere de preservación, aparte de asegurar que la muestra se mantuvo bajo condiciones ambientales de la zona después de ser extraída. La muestra seleccionada para llevar a cabo el análisis de difracción de rayos-X se limpia de hidrocarburos, utilizando cloroformo y metanol, se seca, se desagrega cuidadosamente en mortero y mano, y se pasa por un tamiz con malla # 120.

CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN QUÍMICA Y PETROFÍSICA DE LA ZONA PROBLEMÁTICA, PALEOCENO INFERIOR.

La roca total se pesa y se muele, luego el polvo resultante se seca, desagrega, y se empaca en un sujetador de muestra para proceder al análisis.

Se examinan los patrones de roca total y arcilla, para determinar el contenido mineral; generalmente son aceptados los valores de la cantidad de arcillas como se muestra a continuación:

Trazas - menos de 1%

Poca - 1% a 5%

Moderada - 5% a 10%

Abundante - 10% a 20%

Cabe mencionar que la forma y tamaño de las partículas cristalinas expuestas a los rayos X, tiene influencia sobre los efectos de difracción. Debido a las imperfecciones de las láminas de minerales de arcilla, algunas veces los resultados pueden ser solo cualitativos.

4.2.2 Microscopía electrónica de barrido (SEM)

La microscopía electrónica de barrido permite la observación y caracterización de materiales orgánicos e inorgánicos en escalas nanométricas y micrométricas; además de tener la capacidad de obtener imágenes tridimensionales de superficies en un amplio rango de materiales.

Método utilizado: Las muestras seleccionadas para esta prueba se limpiaron y secaron previamente, y se montaron en un cabo de aluminio con un pegamento de plata para asegurar la exposición de una superficie fresca. La muestra se cubre con un recubrimiento delgado de una aleación de oro (Au) usando una unidad de recubrimiento modelo Hummer Jr. Las microfotografías de las muestras tomadas a través del SEM son imágenes secundarias de los electrones tomadas con una cámara digital incorporada al microscopio electrónico de barrido Hitachi S-2400 que opera a 20kV.

CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN QUÍMICA Y PETROFÍSICA DE LA ZONA PROBLEMÁTICA, PALEOCENO INFERIOR.

A través del uso de un espectrómetro de energía dispersa (EDS) marca KeveX, equipado con un detector de Si/Li, se obtuvieron datos cualitativos de los elementos químicos presentes en las muestras de los minerales seleccionados y observados durante el estudio del SEM.

El reconocimiento de las arcillas autógenas se basa en un criterio presentado por Wilson y Pittman (1977). Este criterio incluye la identificación de los minerales de arcilla basándose en la morfología autógena del cristal y el análisis de los elementos químicos realizado por el EDS. Este informe incluye las microfotografías de SEM y un espectrograma de EDS al final del informe. El lugar de donde se tomó el EDS es indicado en la microfotografía por una "X" color amarilla.

4.2.3 Microfracturas y Porosidad

Para este análisis es necesario preparar la muestra en láminas delgadas, mismas que nos permiten determinar la composición y la estructura de las rocas; además de, mediante el agregado de diferentes químicos determinar cualitativamente las microfracturas y porosidad de la roca.

Método utilizado: Las muestras se prepararon iniciando por la limpieza con una solución solvente (85% cloroformo y 15% metanol) para remover fluidos del espacio poroso, después se les aplicó una solución epóxica para asegurar la cohesión de la muestra durante el proceso en el que se muele y pule la sección. Se agrega una tintura azul (Kriegrosol Blue Supra) a la solución epóxica para resaltar los espacios porosos y las microfracturas. Cada una de las muestras se coloca en un porta objetos y se pule hasta obtener un espesor de 30 micrones. Para facilitar la identificación de cementos carbonatados, las muestras se sumergieron en una tintura compuesta de alizarina roja y ferricianina de potasio. Esta técnica realza la calcita en color rosa, la dolomita ferrosa en color azul oscuro y la calcita ferrosa de color morado. Cuando las muestras son areniscas también se tiñen con cobaltinitrito de sodio, el cual tiñe los feldespatos de potasio de color amarillo. Posteriormente se observaron en un microscopio petrográfico con un aumento de 1.25X y 4X.

4.2.4 Capacidad de intercambio catiónico

Este procedimiento tiene su fundamento en que las porciones reactivas de las arcillas, adsorben el azul de metileno, determinándose así la capacidad de intercambio catiónico. La arcilla es dispersada en una solución de pirofosfato tetrasódico y digerida con un oxidante, en este caso ácido nítrico para eliminar la materia orgánica, y posteriormente efectuar la titulación con azul de metileno.

Para realizar este análisis, las muestras de campo se lavan con alcohol metílico o metanol para remover los fluidos de los espacios porosos y posteriormente de acuerdo a la norma NMX-L-144-SCFI-2003 se aplica el siguiente procedimiento:

- a) Determine la masa de $0,5 \pm 0,01$ g de muestra y colóquela en un matraz Erlenmeyer; adicione 25 cm^3 de solución del pirofosfato al 2%, agite en la parrilla electromagnética y caliente a ebullición moderada durante 10 min.
- b) Adicione 1 cm^3 de HNO_3 y lleve a ebullición durante otros 10 min. Enfríe y diluya con agua destilada hasta 50 cm^3 aproximadamente.
- c) Titule con la solución de azul de metileno, agregándola en incrementos de $1,0 \text{ cm}^3$ con agitación. Después de cada adición, agite el contenido durante 30 s. Mientras los sólidos permanecen suspendidos, tome una gota del líquido con una varilla de vidrio y colóquela sobre el papel filtro; el inicio del punto final de la titulación es cuando alrededor de la gota en el papel, aparezca una aureola en azul, como se muestra en la figura 4.2.

Cuando lo anterior ocurra, agite el contenido del matraz durante 2 min más y coloque otra muestra de la solución en el papel. Si se forma nuevamente la aureola, el punto final ha sido alcanzado; si la aureola no aparece continúe la adición de azul de metileno con incrementos de $0,5 \text{ cm}^3$ repita la operación cuantas veces sea necesario.

CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN QUÍMICA Y PETROFÍSICA DE LA ZONA PROBLEMÁTICA, PALEOCENO INFERIOR.

La capacidad de intercambio catiónico, está dada por la ecuación 4.1.

$$CIC = \frac{V_{am}}{M} \dots\dots\dots 4.1$$

Donde:

- V_{am} es el volumen de azul de metileno, en cm^3
- M es la masa de la muestra, en g
- CIC es la capacidad de intercambio catiónico, en meq/100 g

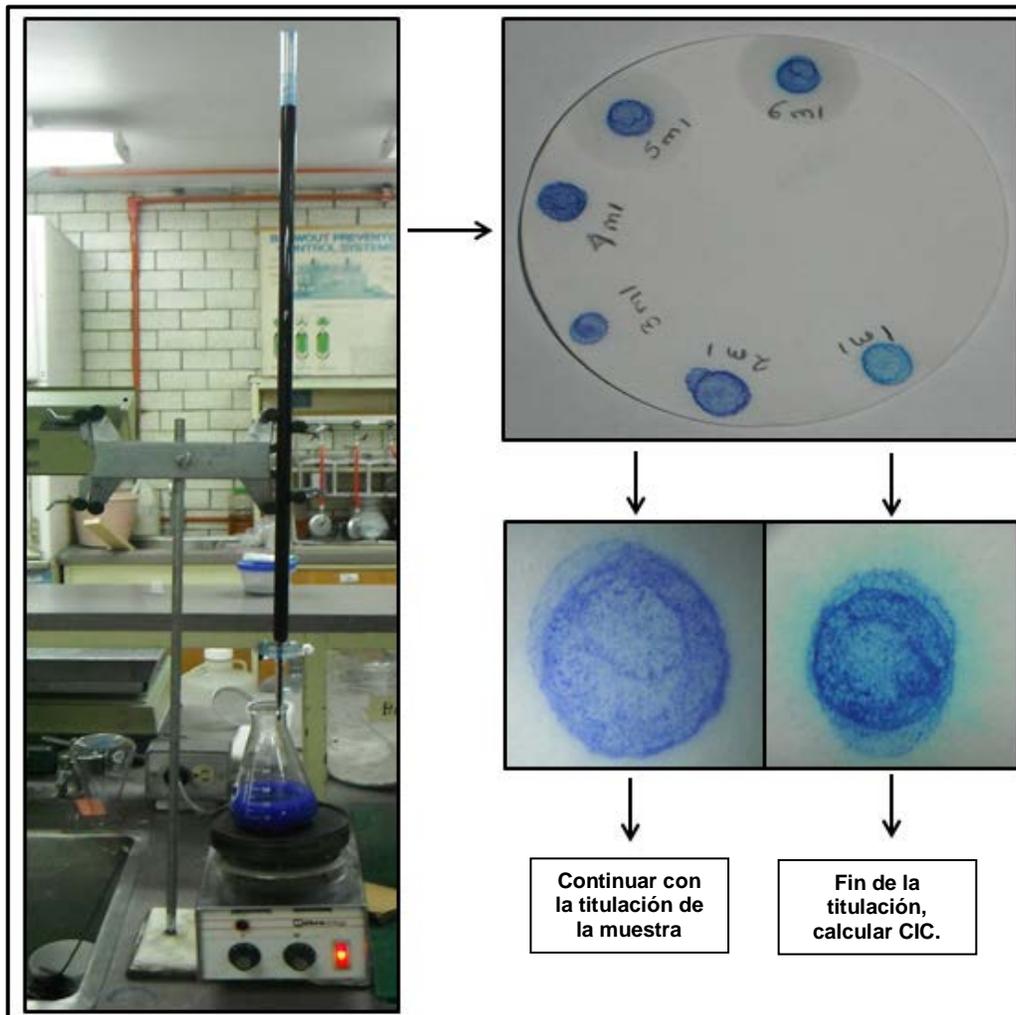


Figura 4.2 Esquema del análisis de Capacidad de Intercambio Catiónico.

CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN QUÍMICA Y PETROFÍSICA DE LA ZONA PROBLEMÁTICA, PALEOCENO INFERIOR.

4.3 Resultados

A continuación se mostrarán y explicarán los resultados de los análisis químicos y petrofísicos realizados en el laboratorio a los fragmentos de núcleo de los pozos en estudio UNAM-1, UNAM-2, UNAM-3 y UNAM-4.

4.3.1 Pozo UNAM-1

Los análisis de este pozo se realizaron a partir de fragmentos de núcleos procedentes de la formación "Paleoceno Inferior" en el intervalo de profundidad de 2551-2560 md. Cerca del Cuerpo Calcáreo del Paleoceno Superior.

4.3.1.1 Resultados de difracción de rayos X

En la tabla 4.1, se observa el contenido de los minerales en la muestra del pozo UNAM-1, donde distingue que los porcentajes más altos corresponden a la dolomita y la calcita, y en menor cantidad el contenido de arcilla.

Tabla 4.1 Mineralogía total determinada por difracción de rayos X del pozo UNAM-1.

Pozo	Profundidad (m)	Mineralogía total de la roca (%)							
		Cuarzo	Feldespato	Plagioclasa	Calcita	Dolomita	Yeso	Pyrita	Total de arcilla
UNAM-1	2551-2560	4.7	0	0	22.1	69	0	0	4.2

Derivado de este análisis cualitativo y cuantitativo podemos decir que se trata de una roca con matriz detrítica y una diagénesis avanzada, ya que la cantidad de dolomita es mayor que la de la calcita, lo que significa que la mayor parte del calcio de la roca ha sido substituido por el magnesio.

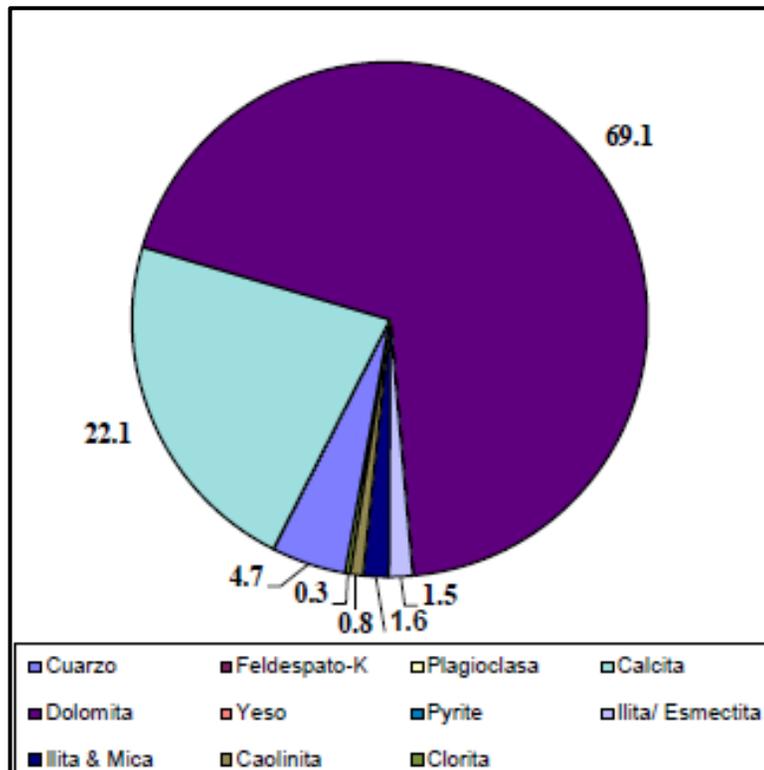
Del contenido de lutita total, se realizó una discretización para determinar el tipo de mineral arcilloso predominante en la muestra, lo cual se puede observar en la tabla 4.2.

CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN QUÍMICA Y PETROFÍSICA DE LA ZONA PROBLEMÁTICA, PALEOCENO INFERIOR.

Tabla 4.2 Discretización de la abundancia de los minerales arcillosos del pozo UNAM-1.

Pozo	Profundidad (m)	Abundancia relativa de arcilla				
		Ilita/ Esmectita	Ilita y Mica	Caolinita	Clorita	%Esmectita en I/E
UNAM-1	2551-2560	1.5	1.6	0.5	0.5	20-30%

En la gráfica 4.1, se observa esquemáticamente que el contenido de material autógeno como son las rocas carbonatadas representan más del 90% del total de los minerales presentes en la muestra, lo cual significa que esta zona es poco reactiva al estar en contacto con fluidos base agua y base agua de mar.



Gráfica 4.1 Contenido total de los minerales Presentes en la muestra del pozo UNAM-1.

4.3.1.2 Resultados de microscopía electrónica de barrido (SEM)

Como observamos en el análisis de rayos X, la cantidad de arcilla es poca en esta muestra, como el objetivo de la tesis es analizar y caracterizar este mineral, se corrieron varias muestras hasta enfocar claramente las arcillas, tal como se ilustra en la figura 4.3A y 4.3B.

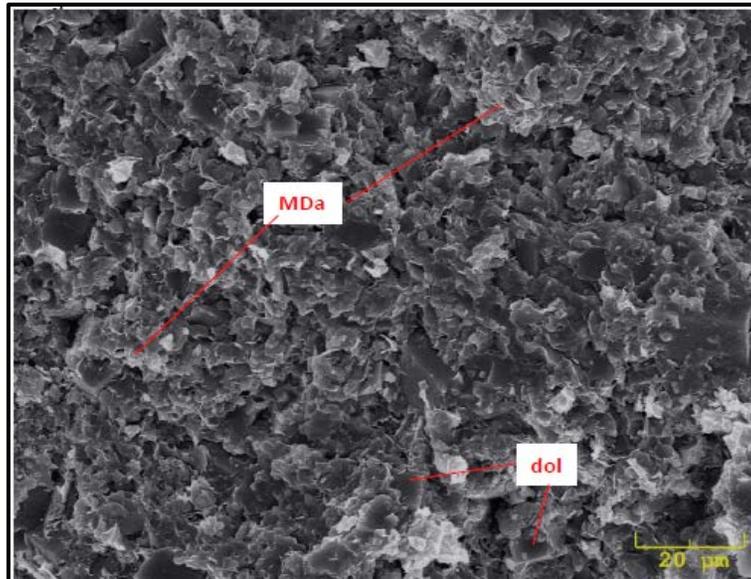


Figura 4.3A Muestra del pozo UNAM-1 vista con Microscopio electrónico con aumento de 20 µm.

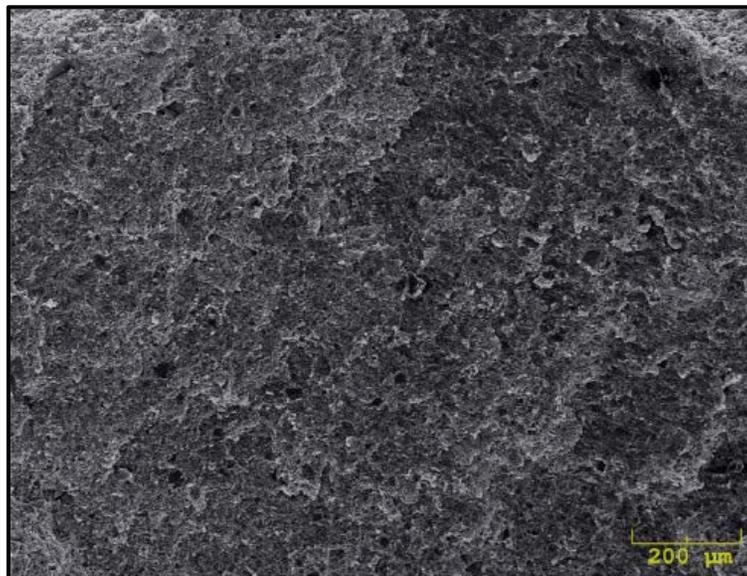


Figura 4.3B Muestra del pozo UNAM-1 vista con microscopio electrónico con aumento de 200 µm.

CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN QUÍMICA Y PETROFÍSICA DE LA ZONA PROBLEMÁTICA, PALEOCENO INFERIOR.

En las fotografías anteriores tomadas con el microscopio a 200 μm , se observa que el tipo de arcilla enfocado pertenece a las ilitas/esmectitas, tal como se explicó en el capítulo 3 “Química de las Arcillas”. Sin embargo también se nota la presencia de minerales de dolomita (dol) dentro de la matriz detrítica (MDa) de la roca.

4.3.1.3 Resultados de microfracturas y porosidad.

Como se mencionó anteriormente el análisis de microfracturas y porosidad se determinó mediante láminas delgadas. Las figuras 4.4A y 4.4B fueron tomadas con un microscopio petrofísico y un aumento de 1 mm y 0.2 mm respectivamente.

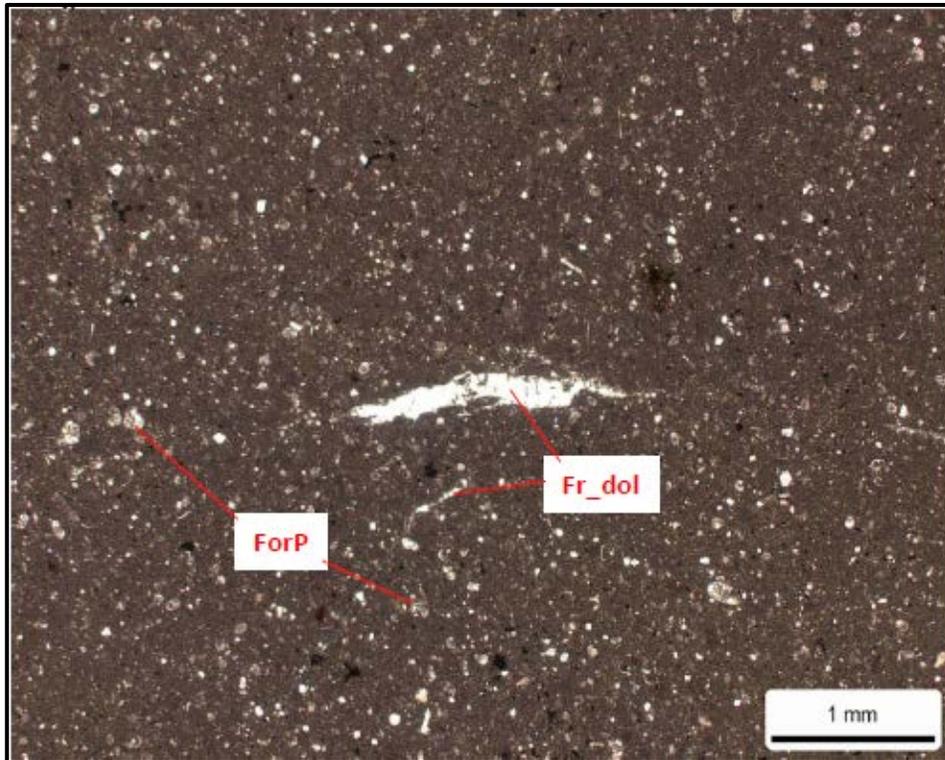


Figura 4.4A Lámina delgada del pozo UNAM-1 vista con Microscopio Petrográfico con aumento de 1 mm.

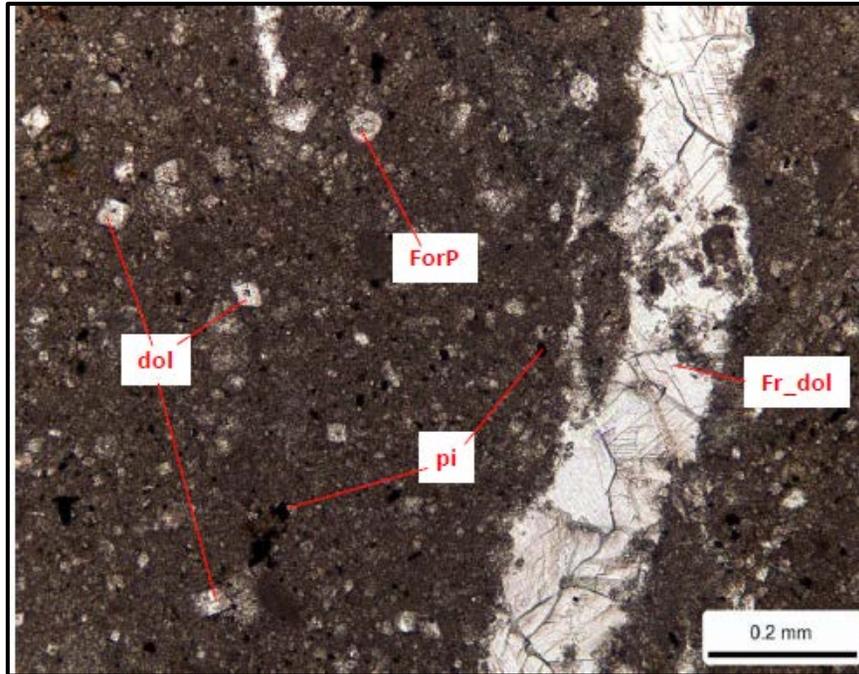


Figura 4.4B Lámina delgada del pozo UNAM-1 vista con Microscopio Petrográfico con aumento de 0.2 mm.

En figura 4.4A y 4.4B se observan microfracturas rellenas por dolomía (Fr_dol), lo que hace que la porosidad/permeabilidad de la roca sea baja, además particularmente en la figura 4.4B existe presencia del mineral pirita (pi) el cual está relacionado al material orgánico alterado, presente en la matriz y presencia de foraminíferos planctónicos (ForP). En general puede describirse como una muestra de dolomía (dol) calcárea moderadamente arcillosa.

4.3.1.4 Capacidad de intercambio Catiónico

La capacidad de intercambio catiónico del pozo UNAM-1 es de 7 meq/100 gr, lo que de acuerdo con el capítulo 3, la cantidad de arcilla presente en esta muestra es mínima y la mayor parte de este mineral corresponde a illitas. Con este resultado podemos asumir que las lutitas proveniente de este intervalo del bloque KL, no son muy reactivas y no deben representar problemas significativos por interacción roca-fluido durante la perforación de esta zona.

CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN QUÍMICA Y PETROFÍSICA DE LA ZONA PROBLEMÁTICA, PALEOCENO INFERIOR.

4.3.2 Pozo UNAM-2

Este pozo se ubica en la parte noreste del campo, siendo esta una de las áreas que generan mayores tiempos no productivos, causados por la baja inhibición de arcillas que poseen los fluidos actualmente usados en la zona problemática. Además generalmente el objetivo en esta área es la formación “Jurásico Superior Kimmeridiano”, misma que se encuentra aproximadamente entre 1800-2500 md abajo del Paleoceno inferior, por lo cual el tiempo de exposición de las arcillas en esta formación es mayor, lo que genera numerosos problemas operativos.

Las muestras de este pozo fueron recuperadas de fragmentos de núcleo del “Paleoceno Inferior” en el intervalo 2032-2037 md, que corresponde a la parte media de la formación.

4.3.2.1 Resultados de difracción de rayos X

En la tabla 4.3 se detallan los minerales presentes en esta muestra, y se ve claramente que el mineral predominante en la roca es la arcilla. Además se observa que la calcita tiene un porcentaje mayor al de la dolomita, por lo que podemos suponer que la cantidad de mg en ambiente de depositación fue pobre.

Tabla 4.3 Mineralogía total determinada por difracción de rayos X del pozo UNAM-2.

Pozo	Profundidad (m)	Mineralogía total de la roca (%)							Total de arcilla
		Cuarzo	Feldespato	Plagioclasa	Calcita	Dolomita	Yeso	Pyrita	
UNAM-2	2032-2037	19.7	1.6	2.6	25.6	7.9	0	4	38.6

De la cantidad total de lutita, se realizó un análisis más detallado para conocer el tipo específico de arcilla y las proporciones en las cuales se encuentran en la muestra. Los resultados se muestran en la tabla 4.4.

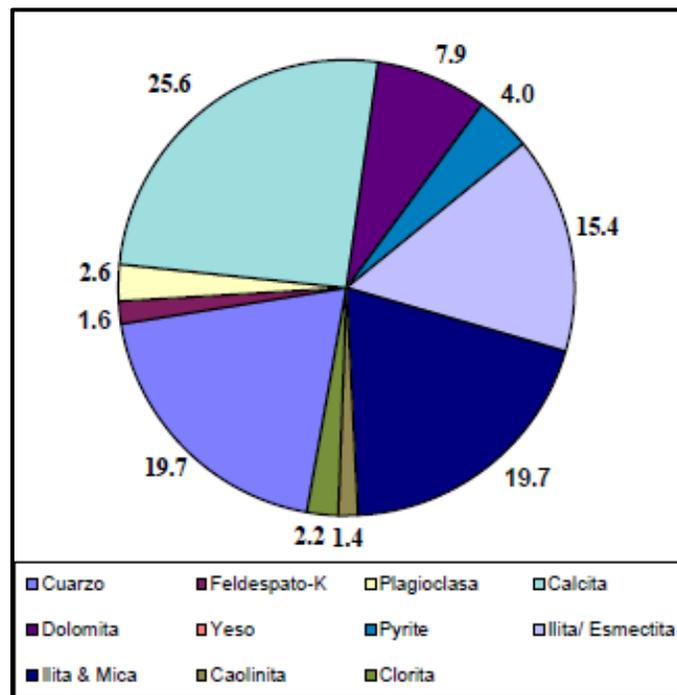
Tabla 4.4 Discretización de la abundancia de los minerales arcillosos del pozo UNAM-2.

Pozo	Profundidad (m)	Abundancia relativa de arcilla				
		Ilita/Esmectita	Ilita y Mica	Caolinita	Clorita	%Esmectita en I/E
UNAM-2	2032-2037	15.4	19.7	1.4	2.2	20-30%

CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN QUÍMICA Y PETROFÍSICA DE LA ZONA PROBLEMÁTICA, PALEOCENO INFERIOR.

En este estudio podemos notar que la arcilla predominante en la roca es la illita en combinación con la esmectita y la mica. Sin embargo como se explicó en el capítulo 3 “Química de las Arcillas”, la mica aunque es frágil no es químicamente activa en presencia del agua, por lo cual la mayor parte de los problemas operativos en esta zona están relacionados a los minerales de illita y esmectita.

En la gráfica 4.2 se ilustra esquemáticamente los valores del análisis cuantitativo de la roca, donde se muestran detalladamente todos los minerales encontrados en la roca y sus porcentajes.



Gráfica 4.2 Contenido total de los minerales presentes en la muestra del pozo UNAM-2.

4.3.2.2 Resultados de microscopía electrónica de barrido (SEM)

El material más abundante que se observa en las microfotografías de las figuras 4.5A y 4.5B, corresponden al grupo de las arcillas detríticas, es decir que se formaron a partir de la descomposición de compuestos orgánicos. En la figura 4.5B se resalta la presencia de foraminíferos planctónicos (ForP) que sustenta la formación de las arcillas antes mencionadas.

CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN QUÍMICA Y PETROFÍSICA DE LA ZONA PROBLEMÁTICA, PALEOCENO INFERIOR.

En la figura 4.5A se muestra una matriz completamente arcillosa correspondiente a las esmectitas e ilitas en una proporción 20-30%, además se señala la presencia de dolomía (dol), minerales de dolomía autógena (MDa) y un grano de apatita (ap) que es común en ambientes sedimentarios con alto contenido orgánico. En la figura 4.5 B, se observa una superficie irregular típica de una matriz arcillosa y presencia de foraminíferos planctónicos (ForP).

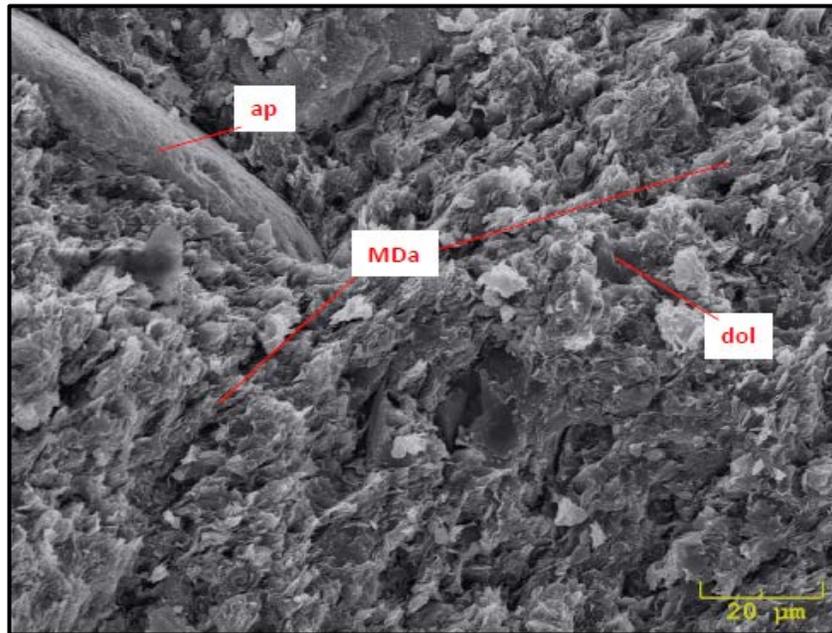


Figura 4.5A Muestra del pozo UNAM-2 vista con Microscopio electrónico con aumento de 20 μm .

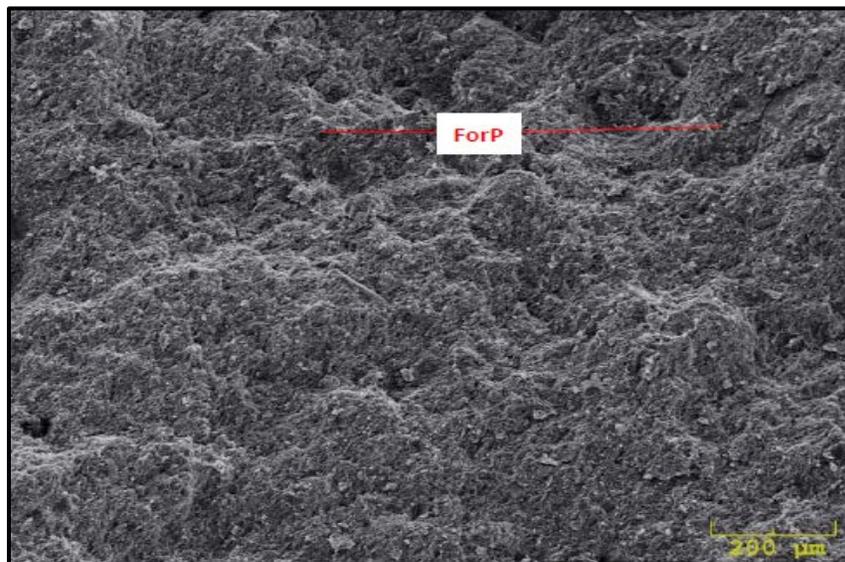


Figura 4.5B Muestra del pozo UNAM-2 vista con Microscopio electrónico con aumento de 200 μm .

4.3.2.3 Resultados de microfracturas y porosidad

En las figuras 4.6A y 4.6B, correspondientes a las láminas delgadas del pozo UNAM-2, se observa que aproximadamente un 45% de la matriz es arcilla, así mismo se notan galerías horizontales verdes claras y ovaladas donde se concentran minerales de pirita (pi) mismos que se detallan en la figura 4.6A. En la figura 4.6B se observan microfracturas parcialmente abiertas (color azul), y algunos casos selladas con yeso (Y), esto puede generar que al reaccionar químicamente la roca con el fluido de perforación, los esfuerzos en la formación varíen bruscamente y se derrumbe fácilmente el agujero. [31]

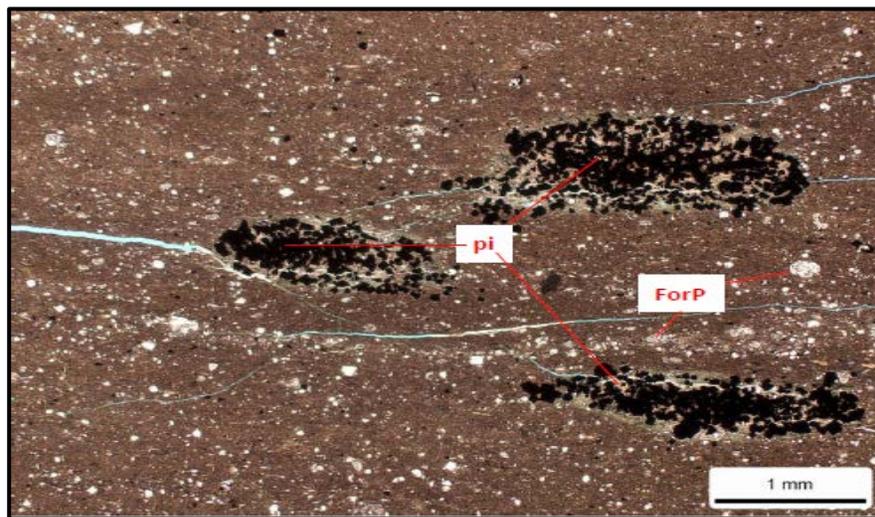


Figura 4.6A Lámina delgada del pozo UNAM-2 vista con Microscopio Petrográfico con aumento de 1 mm.

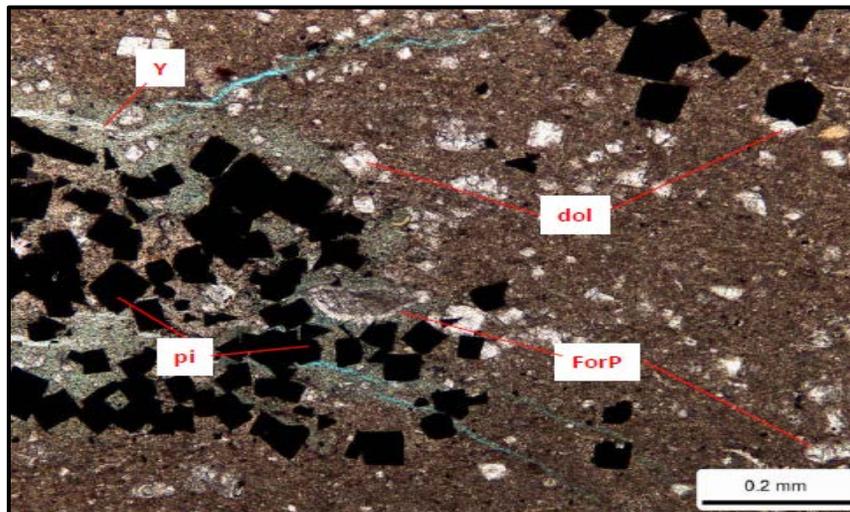


Figura 4.6B Lámina delgada del pozo UNAM-2 vista con Microscopio Petrográfico con aumento de 0.2 mm.

CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN QUÍMICA Y PETROFÍSICA DE LA ZONA PROBLEMÁTICA, PALEOCENO INFERIOR.

4.3.2.4 Capacidad de intercambio Catiónico.

La capacidad de intercambio catiónico correspondiente al grupo de las esmectitas del pozo UNAM-2 es de 20 meq/100 gr, por lo cual la propiedad de hinchamiento de esta formación no es significativa, sin embargo de acuerdo al análisis petrofísico donde se muestra el 19% de illita/mica, podemos asumir que es una formación altamente deleznable y problemática durante su perforación.

4.3.3 Pozo UNAM-3

La caracterización petrofísica del pozo UNAM-3 ubicado al suroeste del campo, se realizó con fragmentos de núcleo de la formación "Paleoceno Inferior" en el intervalo de profundidad de 1852-1860 md. En esta zona derivado de los contactos agua-aceite y gas-aceite la formación objetivo generalmente es Brecha Terciaria Paleoceno Cretácico Superior y Cretácico Inferior, mismas que se encuentran muy cerca de la formación problemática por lo que esta etapa suele perforarse en muy poco tiempo y la exposición de la zona arcillosa es menor que en otras áreas del campo.

4.3.3.1 Resultados de difracción de rayos X

En la tabla 4.5 se presentan todos los minerales encontrados en la muestra analizada, en donde se puede denotar que los más abundantes son la calcita y la arcilla. Su litología es de una caliza dolomítica arcillosa con un contenido moderado de cuarzo, que según la escala de Mohs es uno de los minerales más duros, proporcionándoles más consistencia a las rocas de esta zona.

Tabla 4.5 Mineralogía total determinada por difracción de rayos X del pozo UNAM-3.

Pozo	Profundidad (m)	Mineralogía total de la roca (%)							
		Cuarzo	Feldespatos	Plagioclasa	Calcita	Dolomita	Yeso	Pyrita	Total de arcilla
UNAM-3	1852-1860	18.3	2.8	3	29.8	14.9	0	2.8	28.4

CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN QUÍMICA Y PETROFÍSICA DE LA ZONA PROBLEMÁTICA, PALEOCENO INFERIOR.

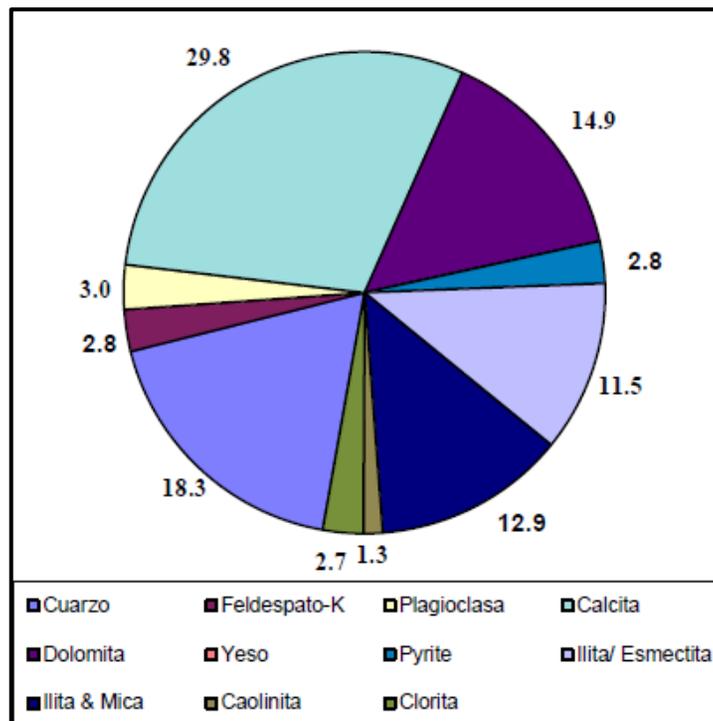
Sin embargo en algunos pozos perforados en esta zona ha habido problemas por inestabilidad del agujero debido a la interacción roca-fluido, por lo cual es necesario caracterizar detalladamente el contenido de lutita total en la muestra para conocer cuál es la arcilla predominante en la muestra.

En la tabla 4.6 se muestra el resultado de este análisis, donde observamos que la arcilla predominante es la illita/mica, por lo cual podemos asumir que es ligeramente menos reactiva en comparación al pozo UNAM-2.

Tabla 4.6 Discretización de la abundancia de los minerales arcillosos del pozo UNAM-3.

Pozo	Profundidad (m)	Abundancia relativa de arcilla				
		Ilita/ Esmectita	Ilita y Mica	Caolinita	Clorita	%Esmectita en I/E
UNAM-3	2032-2037	11.5	12.9	1.3	2.7	20-30%

En la gráfica 4.3 se muestra un esquema comparativo de los porcentajes en los cuales se encuentra cada mineral encontrado en la muestra.



Gráfica 4.3 Contenido total de los minerales Presentes en la muestra del pozo UNAM-3.

4.3.3.2 Resultados de microscopía electrónica de barrido (SEM)

La arcilla detrítica es el principal componente de la matriz de la roca, tal como se ilustra en las figuras 4.7A y 4.7B. Además se observan cristales de dolomía (dol) asociados a la matriz y en menor cantidad calcita (cal).

Por la característica de la arcilla, la cual se observa como hojuelas en la figura 4.7B puede asumirse que se trata de una mezcla de esmectita/ilita con presencia de minerales de dolomía autógena (MDa). La esmectita encontrada durante la perforación de pozos suele ser cálcica y poco hidratable. La presencia de un 29% de calcita sustenta que el ambiente donde se generó esta roca era rico en calcio y pobre en sodio/magnesio.

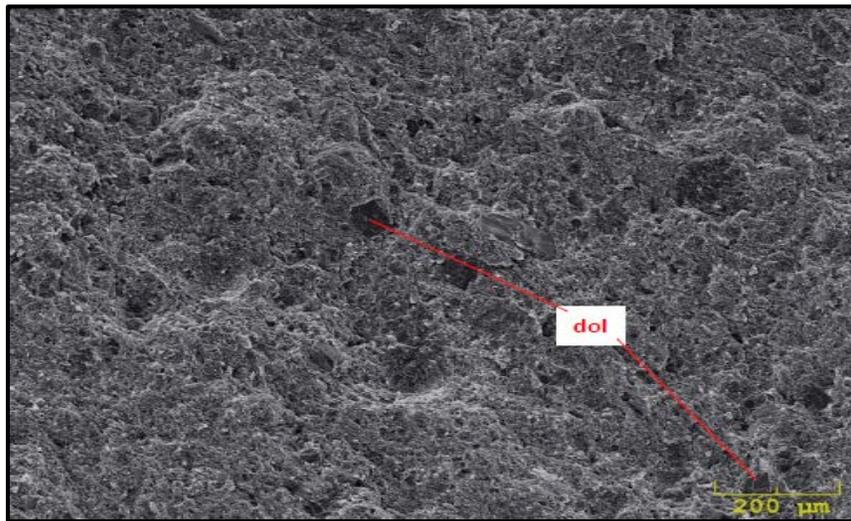


Figura 4.7A Muestra del pozo UNAM-3 vista con Microscopio electrónico con aumento de 200 μm.

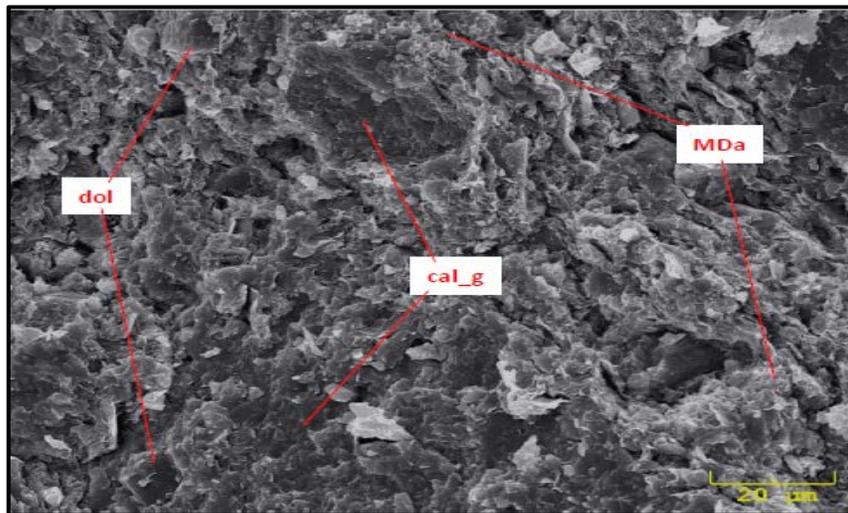


Figura 4.7B Muestra del pozo UNAM-3 vista con Microscopio electrónico con aumento de 20 μm.

4.3.3.3 Resultados de microfracturas y porosidad

En las láminas delgadas 4.8A y 4.8B del pozo UNAM-3, se observa que aproximadamente el 35% de la matriz de esta roca está constituido por minerales arcillosos, sin embargo lo que es relevante, es que en ambas imágenes no se observan microfracturas, ni poros abiertos. Sin embargo se observan gran cantidad de minerales de pirita (pi), cuarzo (c), calcita (cal), foraminíferos planctónicos (ForP) y dolomita (dol), mismos que le dan consistencia a la roca.

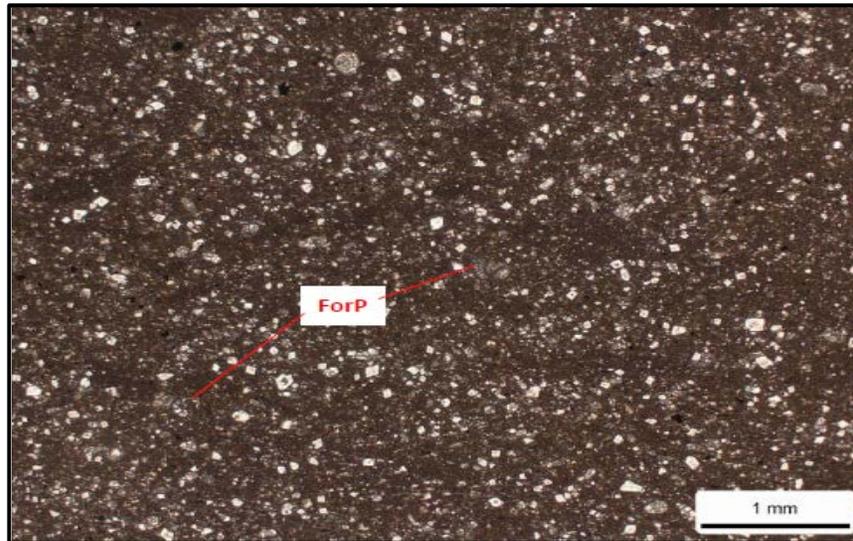


Figura 4.8A Lámina delgada del pozo UNAM-3 vista con Microscopio Petrográfico con aumento de 1 mm.

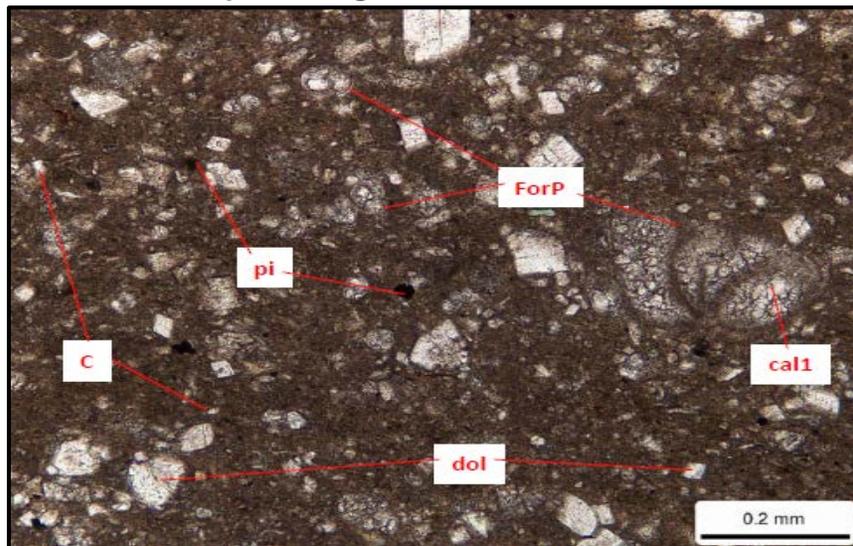


Figura 4.8B Lámina delgada del pozo UNAM-3 vista con Microscopio Petrográfico con aumento de 0.2 mm.

CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN QUÍMICA Y PETROFÍSICA DE LA ZONA PROBLEMÁTICA, PALEOCENO INFERIOR.

4.3.3.4 Capacidad de intercambio Catiónico.

La capacidad de intercambio catiónico correspondiente al grupo de las esmectitas del pozo UNAM-3 es de 12 meq/100 gr, por lo cual la propiedad de hinchamiento de esta formación no es significativa, sin embargo de acuerdo al análisis petrofísico el 13% de los minerales arcillosos pertenecen al grupo de las illita/mica, por los que podemos asumir que es una formación altamente deleznable con alta probabilidad de ocasionar derrumbes y atrapamientos de herramientas por interacción roca-fluido.

4.3.4 Pozo UNAM-4

Los estudios petrofísicos del pozo UNAM-4 ubicado al sureste del campo se realizaron con fragmentos de núcleo de la formación “Paleoceno Inferior” en el intervalo de profundidad de 2970-2971 md. , siendo las muestras de roca que se obtuvieron a mayor profundidad de los 4 pozos seleccionados y por tanto las más cercanas a la cima de la Brecha Terciaria del Paleoceno Cretácico Superior (BTPKS) – base del Paleoceno Inferior.

Tabla 4.7 Mineralogía total determinada por difracción de rayos X del pozo UNAM-4.

Pozo	Profundidad (m)	Mineralogía total de la roca (%)							
		Cuarzo	Feldespato	Plagioclasa	Calcita	Dolomita	Yeso	Pyrita	Total de arcilla
UNAM-4	2970-2979	20.8	0.7	0.3	67.7	1.6	0.7	1.2	7

4.3.4.1 Resultados de difracción de rayos X

En la tabla 4.7 se observa que el mineral predominante es la calcita, la cual representa casi el 70% de la muestra total, seguido del cuarzo que tiene un 21%. Estos valores son muy significativos por que sugieren que la roca analizada fue cortada en la zona de transición entre el P.I y la BTPKS, en donde la cantidad de arcilla es poca y el uso de fluidos de perforación base agua y agua de mar son una buena opción.

CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN QUÍMICA Y PETROFÍSICA DE LA ZONA PROBLEMÁTICA, PALEOCENO INFERIOR.

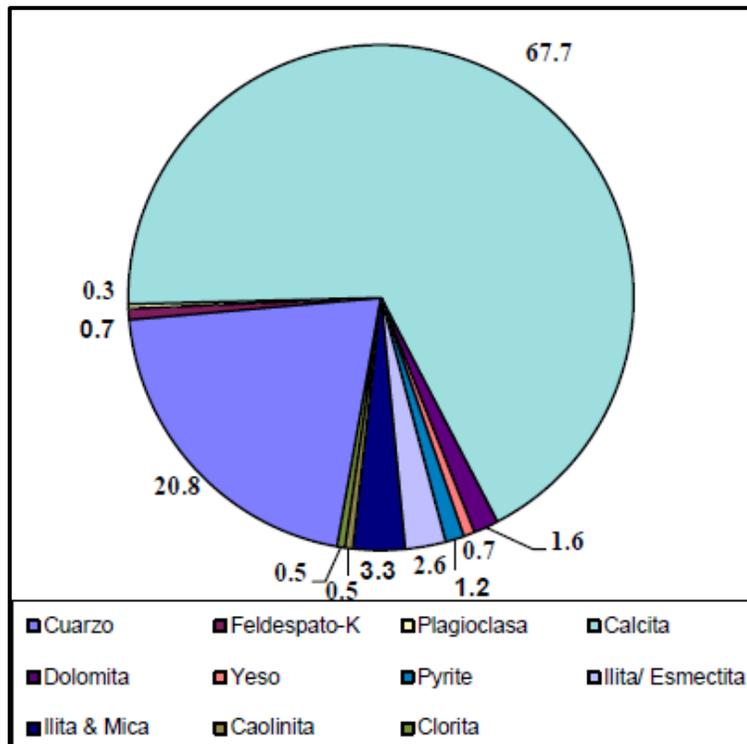
No obstante, es necesario saber qué tipo de arcilla es el que más abunda esta zona, para atribuirle al sistema de fluido de perforación las propiedades de inhibición óptimas para atravesar esta zona. Los resultados se muestran a continuación en la tabla 4.8.

Tabla 4.8 Discretización de la abundancia de los minerales arcillosos del pozo UNAM-4.

Pozo	Profundidad (m)	Abundancia relativa de arcilla				
		Ilita/ Esmectita	Ilita y Mica	Caolinita	Clorita	%Esmectita en I/E
UNAM-4	2970-2979	2.6	3.3	0.5	0.5	20-30%

Nuevamente observamos que la arcilla más abundante en la muestra es la ilita/mica en combinación con la esmectita.

En la gráfica 4.4 se muestra un esquema comparativo de los porcentajes en los cuales se encuentra cada mineral encontrado en la muestra.



Gráfica 4.4 Contenido total de los minerales presentes en la muestra del pozo UNAM-4.

4.3.4.2 Resultados de microscopía electrónica de barrido (SEM)

En las microfotografías 4.9A y 4.9B se ilustra que la mayor parte de esta muestra consta de minerales carbonatados, aunque también se observan foraminíferos planctónicos (ForP) rellenos de calcita. En la figura 4.9B es notorio como la matriz aunque es arcillosa, abunda en presencia de cristales de dolomita (dol) y calcita (cal) a diferencia de los otros pozos.

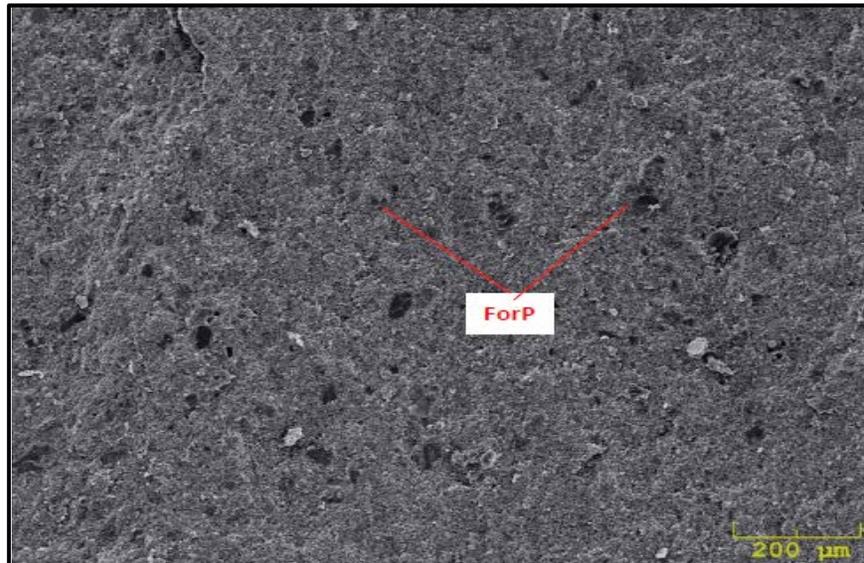


Figura 4.9A Muestra del pozo UNAM-4 vista con Microscopio electrónico con aumento de 200 µm.

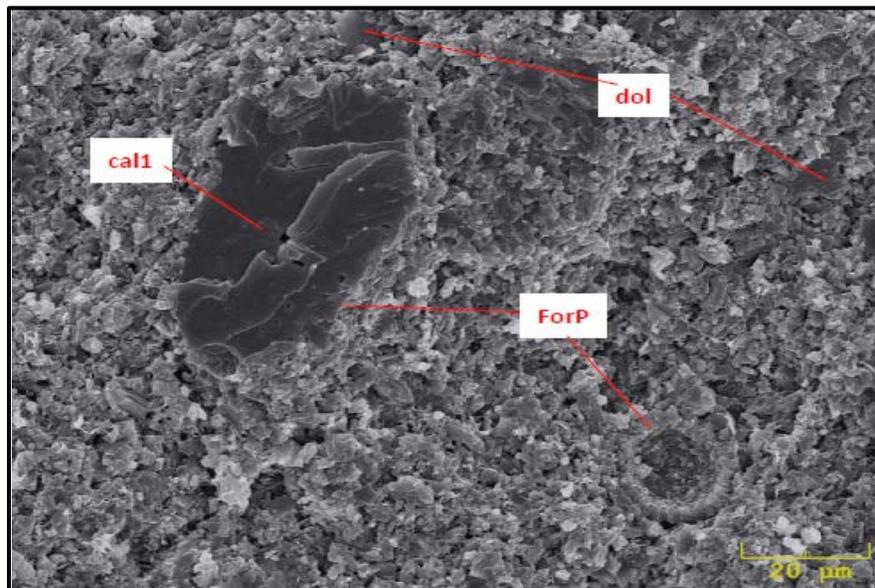


Figura 4.9B Muestra del pozo UNAM-4 vista con Microscopio electrónico con aumento de 20 µm.

4.3.4.3 Resultados de microfracturas y porosidad.

En las figuras 4.10A y 4.10B se observa que la roca es una caliza dolomítica moderadamente arcillosa. Los foraminíferos planctónicos (ForP) son abundantes en toda la muestra y se nota que la calcita (cal1) rellena las áreas intraqueletales, hay presencia de granos de cuarzo (C) e intraclastos (IN). No se observa presencia de microfracturas en la zona y los posibles poros de la roca están rellenos por material carbonatado.

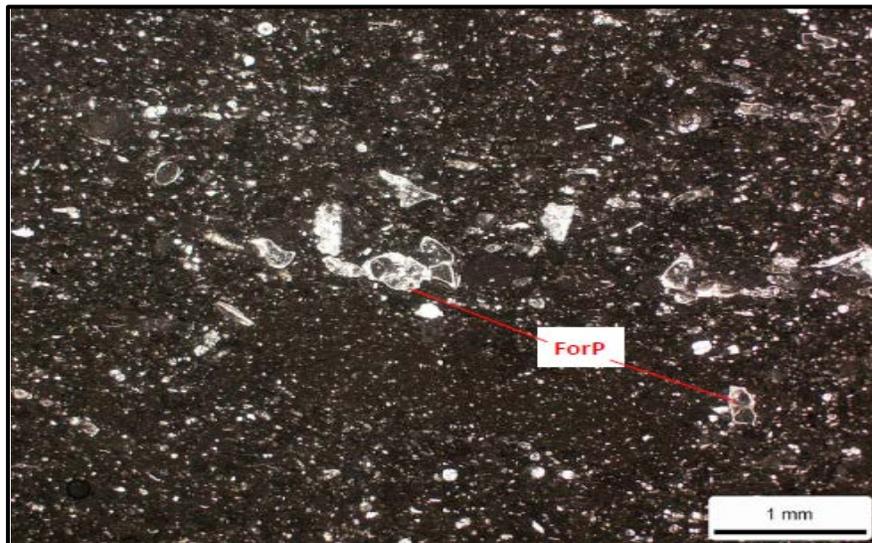


Figura 4.10A Lámina delgada del pozo UNAM-4 vista con Microscopio Petrográfico con aumento de 1 mm.

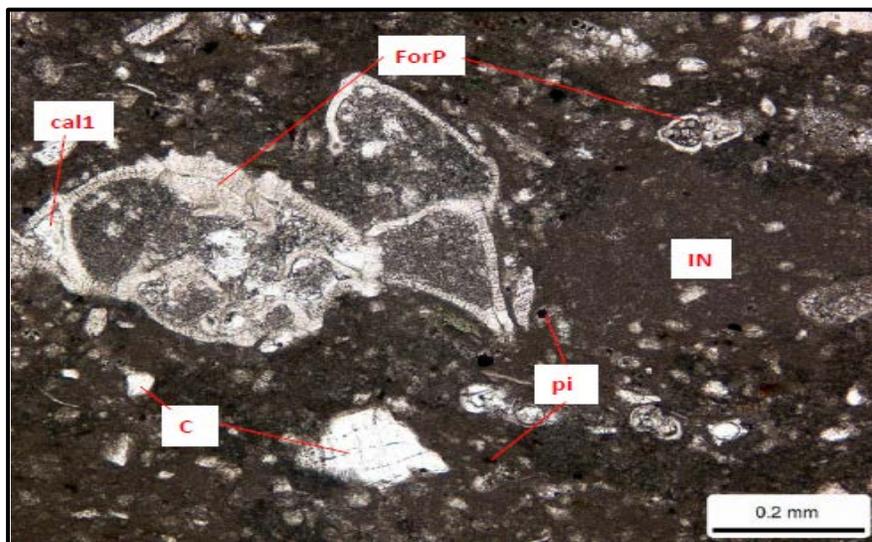


Figura 4.10B Lámina delgada del pozo UNAM-4 vista con Microscopio Petrográfico con aumento de 0.2 mm.

CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN QUÍMICA Y PETROFÍSICA DE LA ZONA PROBLEMÁTICA, PALEOCENO INFERIOR.

4.3.4.4 Capacidad de intercambio Catiónico.

La capacidad de intercambio catiónico correspondiente al grupo de las esmectitas del pozo UNAM-4 es de 2 meq/100 gr, lo cual demuestra que además de ser mínima la presencia de arcilla, los minerales presentes no poseen una alta capacidad de hinchamiento, lo cual comprueba que la formación Paleoceno Inferior disminuye su cantidad de minerales de arcilla entre más se acerca al Cretácico Superior, además de que estos minerales son menos reactivos por los procesos de la dolomitización.

4.4 Análisis de resultados

En la tabla 4.9 se muestra un resumen de la mineralogía total de las rocas de los 4 pozos, donde se observa que los que presentan un mayor contenido de arcilla son el UNAM-2 y el UNAM-3, mismos que se encuentran en el seno del Paleoceno Inferior y lejos de las formaciones vecinas, por lo que son los más representativos de la formación arcillosa problemática.

Tabla 4.9 Análisis comparativo de contenido mineralógico total de los pozos analizados.

Pozo	Profundidad (m)	Mineralogía total de la roca (%)							
		Cuarzo	Feldespato	Plagioclasa	Calcita	Dolomita	Yeso	Pyrita	Total de arcilla
UNAM-1	2551-2560	4.7	0	0	22.1	69	0	0	4.2
UNAM-2	2032-2037	19.7	1.6	2.6	25.6	7.9	0	4	38.6
UNAM-3	1852-1860	18.3	2.8	3	29.8	14.9	0	2.8	28.4
UNAM-4	2970-2979	20.8	0.7	0.3	67.7	1.6	0.7	1.2	7

Las muestras de la zona Noreste a las que pertenece el pozo UNAM-2, además de presentar el mayor contenido de arcilla, en los análisis de lámina delgada mostraron que estas rocas presentan microfracturas abiertas, lo cual provoca que el fluido de perforación penetre con facilidad entre la formación y si este lodo no cuenta con la inhibición óptima para el tipo de arcilla específico de la zona, puede causar que los esfuerzos en la roca sean modificados y colapse el agujero.

CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN QUÍMICA Y PETROFÍSICA DE LA ZONA PROBLEMÁTICA, PALEOCENO INFERIOR.

Por tal motivo, en la tabla 4.10 se muestran las concentraciones de los diferentes tipos de minerales arcillosos presentes en la formación "Paleoceno Inferior". Donde es evidente que la arcilla predominante en la zona problemática es la illita en combinación con esmectita y mica.

Tabla 4.10 Análisis comparativo de la discretización de la abundancia de los minerales arcillosos de los pozos analizados.

Pozo	Profundidad (m)	Abundancia relativa de arcilla				
		Illita/ Esmectita	Illita y Mica	Caolinita	Clorita	%Esmectita en I/E
UNAM-1	2551-2560	1.5	1.7	0.5	0.5	20-30%
UNAM-2	2032-2037	15.4	19.7	1.4	2.2	20-30%
UNAM-3	1852-1860	11.5	12.9	1.3	2.7	20-30%
UNAM-4	2970-2979	2.6	3.3	0.5	0.5	20-30%

Con respecto a los pozos UNAM-1 y UNAM-4, observamos que la cantidad de lutitas presentes en las muestras es mínima, por lo que se puede asumir que en las operaciones de perforación de esta etapa se pueden emplear los fluidos base agua o base agua de mar convencionales, ya que los riesgos de resistencias, arrastres y atrapamientos por causa de la interacción química roca-fluido son mínimos. Sin embargo es necesario realizar el asentamiento de la tubería de revestimiento en la cima del Cretácico Superior aislando la mayor parte del Paleoceno Inferior que corresponde a las arcillas problemáticas, dejando únicamente descubierta la zona de transición del Paleoceno Inferior- BTPKS que como se observó en los análisis químicos y petrofísicos es un área poco problemática por su bajo contenido de arcillas.

CAPÍTULO
5

METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

CAPÍTULO 5. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL.

Este capítulo describe la metodología utilizada para el diseño, desarrollo y formulación del fluido de perforación base agua de mar, de baja densidad, con propiedades de inhibición de arcillas altamente reactivas y gases ácidos divalentes presentes en las formaciones Paleoceno Inferior- Cretácico Superior, con la finalidad de minimizar la problemática que actualmente existe en la zona marina.

La elaboración del lodo de perforación se llevó a cabo en 9 etapas usando la secuencia de trabajo que se muestra en la figura 5.1.

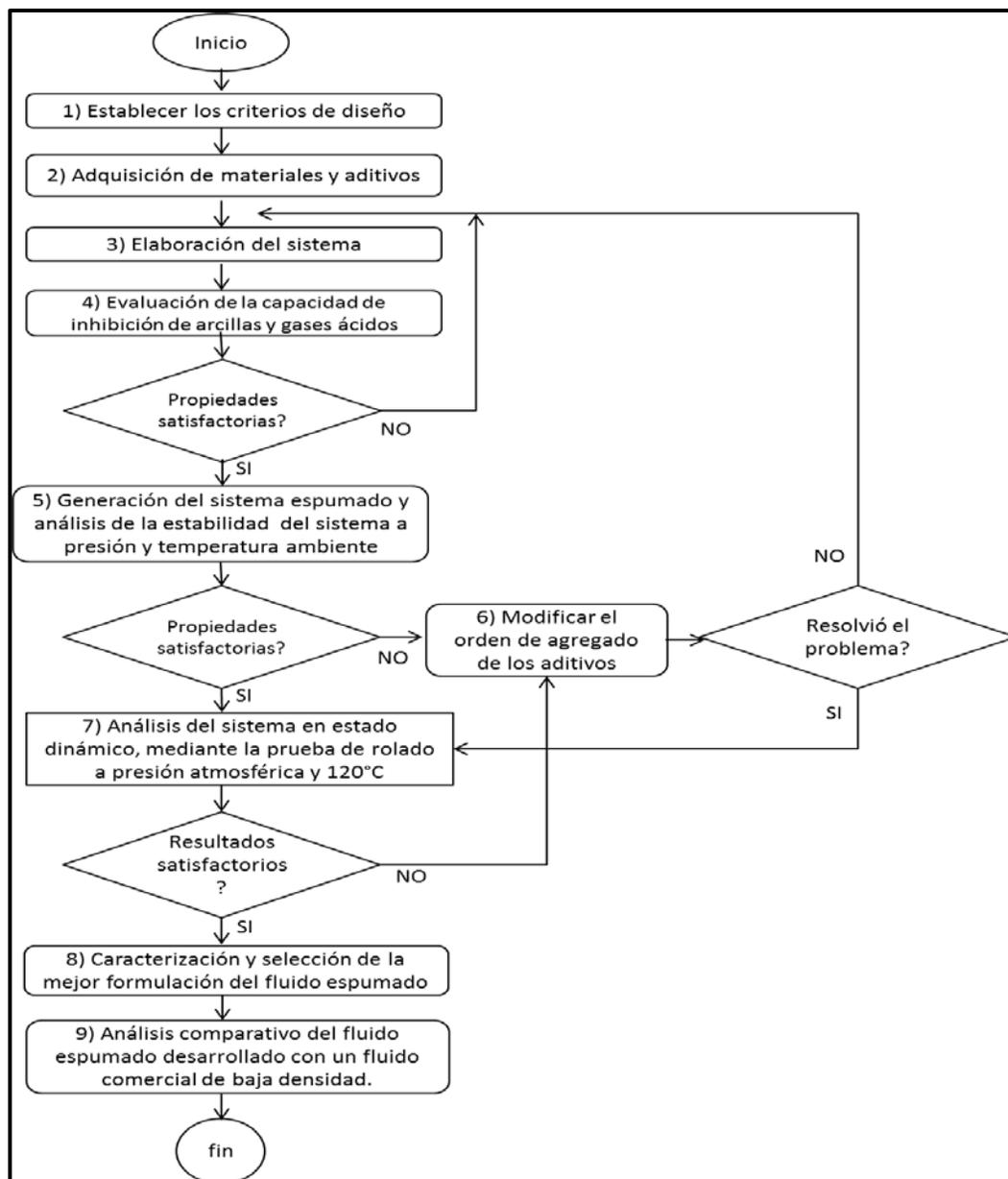


Figura 5.1 Diagrama de la metodología usada para la elaboración del fluido.

5.1 Etapa 1, Criterios del Diseño

En esta etapa se definieron las características que el fluido de control en desarrollo, debía cumplir para ser una alternativa de solución viable; para esto se analizó de manera independiente y detallada cada uno de los puntos de los que está integrada la problemática actual en la perforación y reparación de pozos de la zona marina y se definieron las propiedades optimas del lodo para resolver cada una de ellas, tal como se muestra en la tabla 5.1.

Tabla 5.1 Criterios del diseño

CRITERIOS DE DISEÑO PARA EL DESARROLLO DEL FLUIDO DE CONTROL		
PROBLEMAS	PROPIEDADES DEL FLUIDO	VENTAJA OPERATIVA
Pérdida de circulación en zonas fracturadas y depresionadas.	Densidades menores a 0.6 gr/cm ³ .	Minimizar la pérdida del fluido hacia la formación y reducir los costos de las intervenciones.
Altos tiempos de espera por logística de materiales, diesel y agua para generar lodo.	El fluido de perforación en desarrollo debe ser base agua de mar.	Garantizar la continuidad de las operaciones de perforación y reparación de pozos.
Formaciones arcillosas altamente hidratables y deleznales.	El lodo debe contar con propiedades de inhibición de lutitas reactivas.	Evitar problemas operativos ocasionados por inestabilidad del agujero, derivada de la interacción roca-fluido
Limitación por espacios reducidos en las plataformas marinas	Se debe generar el lodo de perforación sin necesidad de equipos especiales y voluminosos, como compresores	Un sistema de fluido de control accesible y rentable en cualquier plataforma de la zona marina.
Presencia de CO ₂ y H ₂ S	Capacidad de neutralizar los gases ácidos divalentes.	Seguridad al personal y disminuir la corrosión de los equipos
Limitantes Ecológicas	Los químicos empleados deben de ser amigables al ambiente o biodegradables	Evitar daños al ambiente y multas por contaminación ecológica.

De acuerdo a los problemas mencionados anteriormente y en base a la experiencia de las tecnologías no exitosas utilizadas para resolver la problemática, se concluyó que los fluidos espumados son la opción más rentable. Sin embargo las espumas convencionales tienen cuatro grandes limitaciones para ser usadas en la región marina:

CAPÍTULO 5. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

1. Para disminuir su densidad, es necesario la inyección de nitrógeno.
2. Se necesitan equipos voluminosos para su preparación, tal como celdas generadoras de nitrógeno, compresores y generadores de espuma.
3. No son reutilizables.
4. El manejo de la espuma en superficie es muy complejo y limitado por el poco espacio para realizar maniobras.

Por esta razón, el fluido espumado además de cumplir con los criterios mencionados anteriormente, debe ser diseñado de tal manera que la generación de burbujas sea in situ mediante la oclusión de aire en la fase líquida con la agitación mecánica de los mezcladores en las presas de lodo y que la espuma se degrade al salir del pozo por diferencia de presión y temperatura, regenerando la espuma fácilmente mediante agitación mecánica.

5.2 Etapa 2, Adquisición de materiales y aditivos

En esta etapa se buscaron y adquirieron materiales y aditivos para la elaboración de fluidos de baja densidad, donde el reto más grande fue encontrar el tensoactivo adecuado para el propósito del fluido, ya que la mayoría de los surfactantes están diseñados para ser usados en agua dulce y no en agua con alta salinidad. Además se realizó un muestreo de campo para recuperar fragmentos de núcleos de formaciones altamente problemáticas y muestras de canal de la formación problemática, Paleoceno Inferior.

5.3 Etapa 3, Elaboración del sistema

Para elaborar el sistema se inició caracterizando las propiedades del agua de mar muestreada en las plataformas de la zona marina comparando con las propiedades del agua potable, mediante un análisis Stiff and Davis, tal como se muestra en la tabla 5.2.

Cationes	Agua dulce	Agua de mar	Aniones	Agua dulce	Agua de mar	Unidades
Sodio	1169	14220	Cloruros	1810	23536	mg/l
Calcio	132	520	Bicarbonato	402	356	mg/l
Magnesio	26	1263	Sulfatos	100	3800	mg/l
Fierro	1	3	Carbonatos	0	0	mg/l
Propiedades físicas			Sólidos en solución			
Densidad (gr/cm^3)	1	1.027	Sólidos totales	3642	43700	mg/l
Salinidad (ppm)	3000	35000	Dureza Total	440	6500	mg/l
pH	7	7	Dureza al Calcio	330	1300	mg/l

Tabla 5.2 Comparación de la composición química del agua dulce Vs agua de mar

CAPÍTULO 5. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

Una vez caracterizada químicamente la base del fluido se procedió a comparar el comportamiento de los principales aditivos en agua de mar y dulce. El primer ensayo fué probar la bentonita, con el objetivo de conferirle propiedades reológicas básicas al fluido, para esto se mezclaron 35 gr de esta arcilla en 500 ml de agua dulce y de mar, respectivamente, se dejaron reposar las muestras 24 horas y los resultados se muestran a continuación en la figura 5.2.

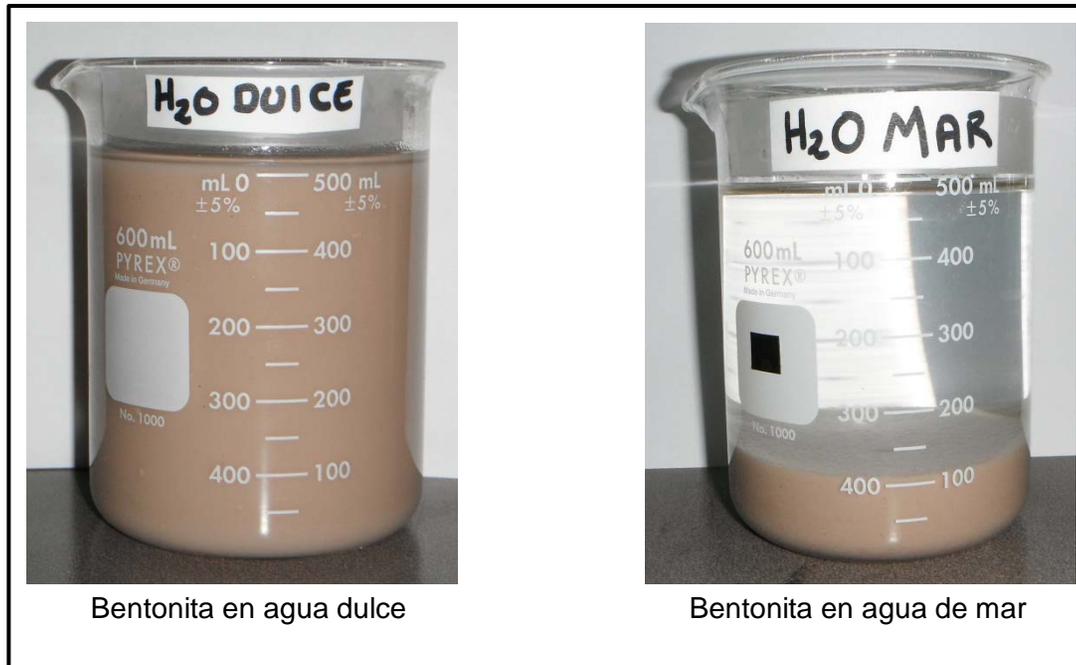


Figura 5.2 Comparación del comportamiento de la bentonita

De la prueba anterior podemos observar que la bentonita en agua de mar no es hidratable y no proporciona las propiedades reológicas y tixotrópicas esperadas, esto se debe a la presencia de los iones calcio y magnesio. Sin embargo en agua dulce la bentonita se hidrató fácilmente y le confirió propiedades reológicas-tixotrópicas.

Debido a este resultado, se analizaron experimentalmente dos opciones:

1. Ablandar el agua de mar, precipitando o encapsulando químicamente los iones de calcio y magnesio y de esta manera lograr que la bentonita, confiera reología al fluido.
2. Usar polímeros a base de celulosas modificadas compatibles con agua de mar.

CAPÍTULO 5. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

Para evaluar la primera opción se utilizaron aditivos para precipitar y encapsular los iones de calcio y magnesio presentes en el agua de mar, mediante la formación de complejos fosfatados. Esto con el objetivo de que la bentonita desarrollara las propiedades reológicas y tixotrópicas en el sistema de fluido de control.

Sin embargo como se observa en la figura 5.3, el comportamiento del sistema de agua de mar mezclado al 3% con los aditivos mencionados anteriormente y bentonita, no es eficiente, ya que después de 3 minutos se observa una separación de fases, por lo que se puede asumir que ni con los químicos utilizados fue posible hidratar la bentonita a concentraciones bajas, por lo que se probó incrementar la cantidad de ablandadores de agua observando mejores resultados pero no los óptimos, por ello fue necesario evaluar el uso de polímeros para reforzar las propiedades del fluido.

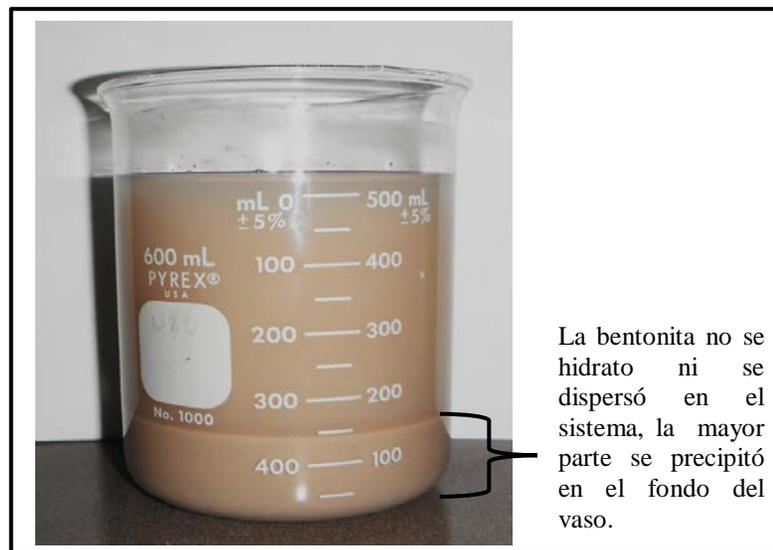


Figura 5.3 Mezcla de agua de mar con 15 gr de aditivos ablandadores de agua y 25gr de bentonita, después de 3 minutos de reposo.

Se evaluó la opción dos, el uso de polímeros para proporcionar reología y tixotropía al agua de mar. Para estas pruebas se investigaron y evaluaron las opciones, y se obtuvo que los que mayor ventaja proporcionaban al sistema eran: la celulosa modificada enzimáticamente, la Carboximetilcelulosa, CMC, y la Celulosa aniónica modificada, ya que además de no ser afectadas por las sales, son resistentes a temperaturas mayores de 100 ° C.

CAPÍTULO 5. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

En las figuras 5.4 a 5.6, se muestra una comparación del comportamiento de los polímeros: Celulosa modificada enzimáticamente, CMC y celulosas de carácter aniónico en agua dulce y de mar. Para evaluar estos sistemas se mezclaron 15 gr del polímero a evaluar agitando 15 minutos y permitiendo el reposo 24 hrs.

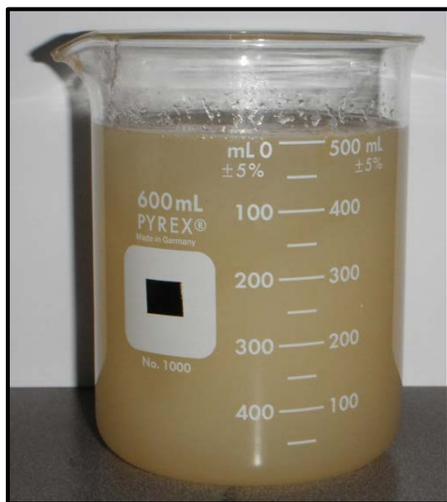
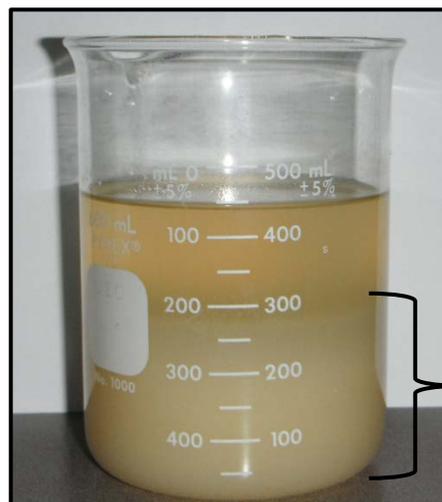


Figura 5.4A, Mezcla al 3%, de agua dulce con Celulosa modificada enzimáticamente.



Asentamiento del polímero, se observa que la hidratación no es eficiente.

Figura 5.4B, Mezcla al 3%, de agua de mar con Celulosa modificada enzimáticamente.

El comportamiento de la Celulosa modificada enzimáticamente en agua de mar no es eficiente, ya que como se observa en la figura 5.4B, existe una separación de fases en el sistema base agua de mar, contrario a lo que observamos en la figura 5.4A. Además físicamente al tacto, el sistema base agua dulce resultó mucho más viscoso que su homólogo en agua de mar, por lo que podemos asumir que el uso de este polímero incrementaría los costos del fluido, ya que para que muestre reología en agua salada se requiere emplear una gran cantidad de este polímero.

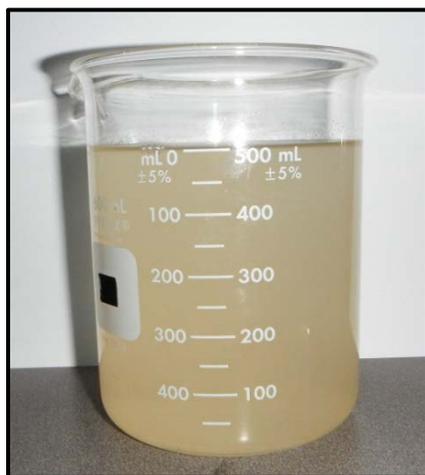


Figura 5.5A, Mezcla al 3%, de agua dulce con CMC.

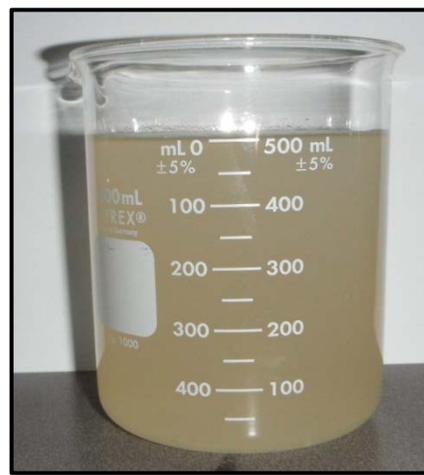


Figura 5.5B, Mezcla al 3%, de agua de mar con CMC.

La Carboximetilcelulosa en agua dulce y agua de mar, mostró un comportamiento más eficiente, ya que como observamos en las figuras 5.5A y 5.5B no hay separación de fases, además este polímero fue más eficiente en agua de mar, ya que generó mayor viscosidad al sistema. Por lo tanto este aditivo representa una buena opción a utilizar para conferirle propiedades reológicas al fluido de control en desarrollo.



Figura 5.6A, Mezcla al 3%, de agua dulce con Celulosa aniónica.



Figura 5.6B Mezcla al 3%, de agua de mar con Celulosa aniónica.

La celulosa de carácter aniónico, proporciona una viscosidad aceptable al agua de mar y al agua dulce, sin embargo en esta última tuvo mayor eficiencia. Cualitativamente ambas mezclas presentaron buenas propiedades por lo que demostró ser un polímero aceptable para ser usado en la formulación de la espuma.

5.4 Etapa 4, Capacidad de inhibir arcillas y gases ácidos.

Una vez logrado este avance, se procedió a adicionar inhibidores de arcilla al sistema. Para esto, se evaluaron los métodos de inhibición convencionales como el uso de sales para controlar la reactividad de las arcillas por medio del fenómeno de presión osmótica, las sales utilizadas fueron el cloruro de calcio y el cloruro de potasio.

Posteriormente fue necesario conferirle al fluido propiedades de inhibición de gases ácidos divalentes, comunes en la perforación de pozos. Para esto se utilizó el Hidróxido de calcio, $\text{Ca}(\text{OH})_2$, con el que ocurre la siguiente reacción química de neutralización:

CAPÍTULO 5. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL



Sin embargo el Ca(OH)_2 no era compatible con el fluido ya que al agregarlo a la mezcla del agua de mar con polímero, se rompía el sistema y se separaban las fases, como se ilustra en la figura 5.7A; para resolver este problema se agregó primero un dispersante a base de lignito obteniendo resultados satisfactorios, como se ilustra en la imagen 5.7B.



Figura 5.7A Mezcla de agua de mar, Celulosa modificada enzimáticamente, CaCl_2 , KCl y Ca(OH)_2 sin dispersante



Figura 5.7B Mezcla de agua de mar, Celulosa modificada enzimáticamente, CaCl_2 , KCl y Ca(OH)_2 con dispersante

De esta manera se logró el desarrollo del primer fluido base, con una densidad de 1.3 gr/cm^3 , compuesto de una mezcla de aditivos en el orden de mezclado que a continuación se enumera:

1. Agua de mar
2. Mezcla de Polímeros
3. CaCl_2 y KCl
4. Dispersante a base de lignito
5. Ca(OH)_2

5.5 Etapa 5, Generación del sistema espumado

En esta etapa el trabajo se centró en disminuir la densidad del fluido base, para lo cual después de mucho análisis e investigación bibliográfica, se definió que el uso de surfactantes era la mejor opción para el sistema, ya que esto nos permite disminuir la tensión superficial y mediante agitación mecánica, generar un sistema espumado tal como se muestra en la figura 5.8.

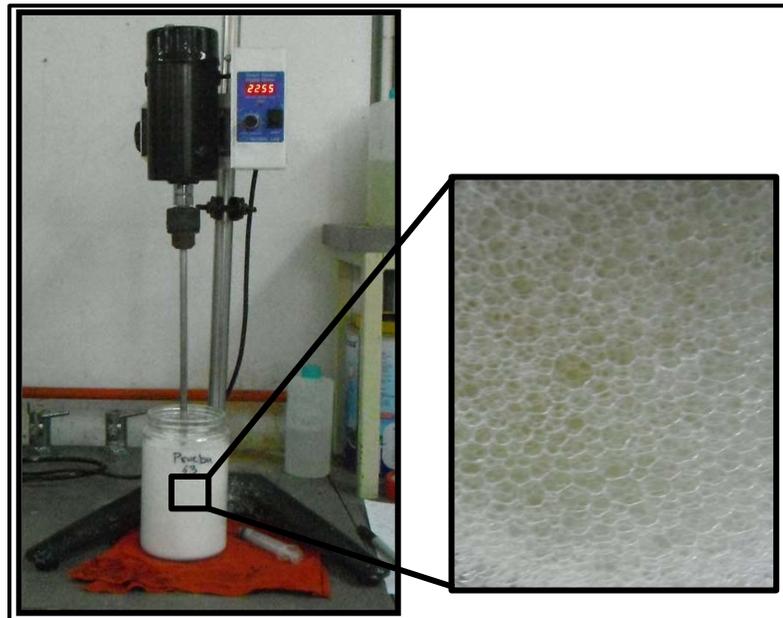


Figura 5.8 Fluido base con surfactante y agitación mecánica

El uso de los tensoactivos fue realmente exitoso, logrando disminuir la densidad del lodo de 1.3 gr/cm^3 a 0.5 gr/cm^3 con la generación de burbujas in situ, pero con velocidades altas de agitación. Esto se debía a que el fluido base presentaba una alta tensión superficial debido al polímero, por lo cual se modificó el orden de agregado de los aditivos, de la siguiente manera:

1. Agua de mar
2. Sales inhibidoras de arcillas ($\text{CaCl}_2 - \text{KCl}$)
3. Surfactantes
4. Mezcla de polímeros
5. Dispersante
6. Inhibidor de gases ácidos

CAPÍTULO 5. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

Con este orden, se logró desarrollar el primer fluido base agua de mar de baja densidad, con capacidad inhibidora de arcillas altamente deleznales e hidratables y gases ácidos divalentes. Sin embargo, el fluido continuaba inestable a condiciones ambientales, ya que en estado estático el aire se separaba de la mezcla y quedaba el fluido completamente líquido, como se puede observar en las figuras de la 5.9A a la 5.9D.

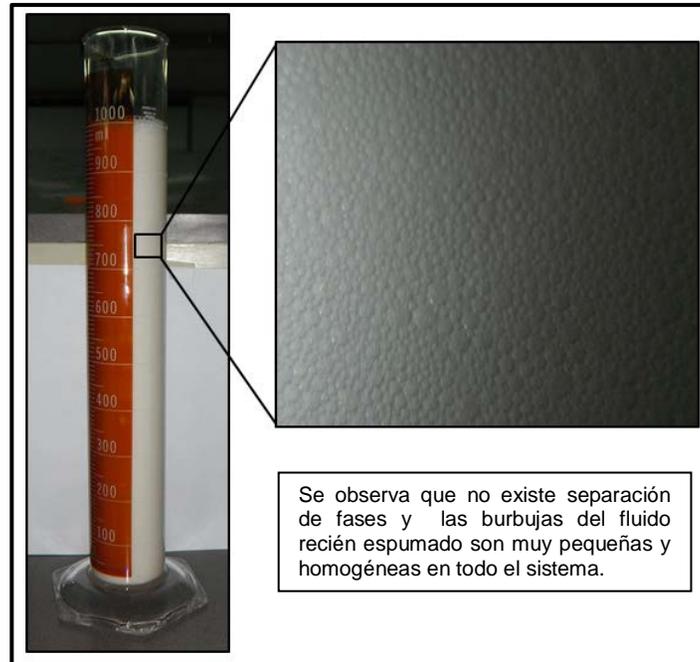


Figura 5.9A Fluido recién espumado

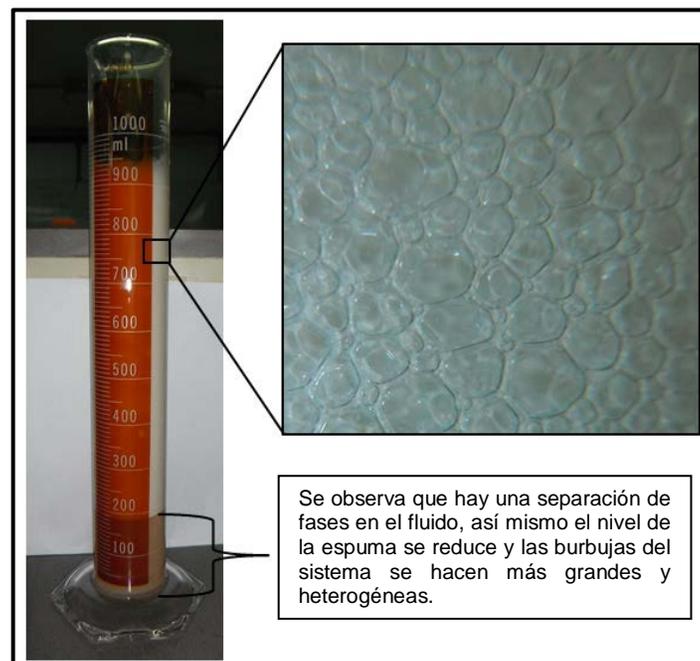


Figura 5.9B Fluido espumado después de 15 minutos de reposo

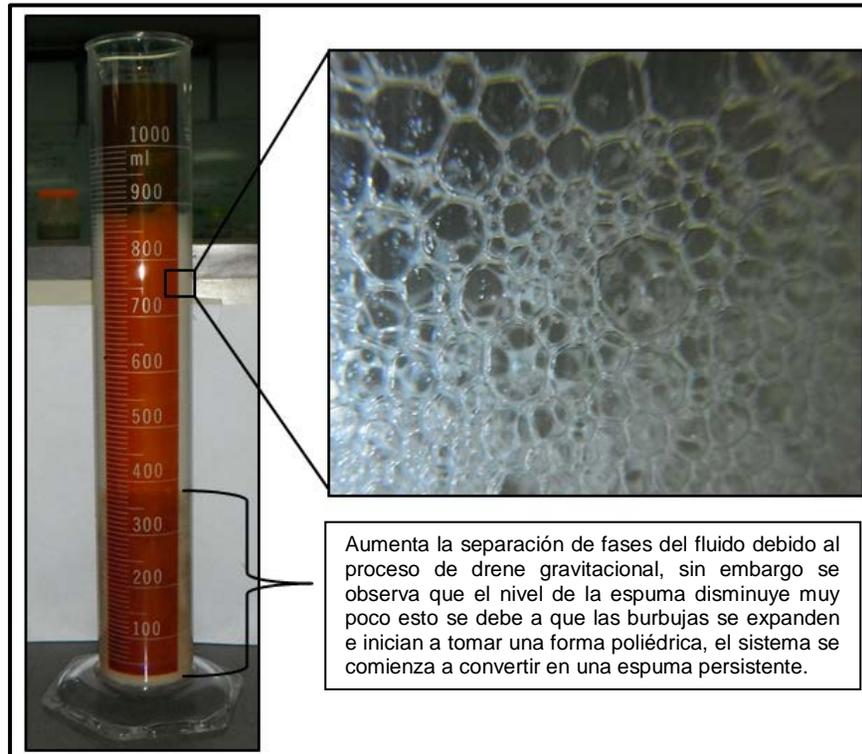


Figura 5.9C Fluido espumado después de 35 minutos de reposo

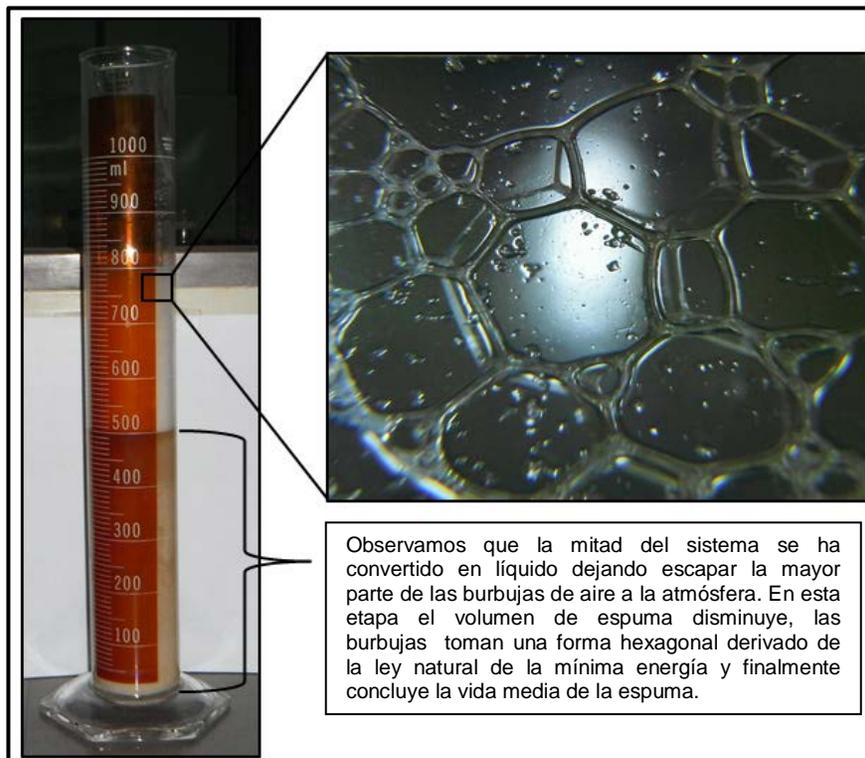


Figura 5.9D Fluido espumado después de 60 minutos de reposo

5.6 Etapa 6, Modificación del orden de agregado y reingeniería del fluido.

Derivado de la inestabilidad del fluido, se modificó el orden de adición de los aditivos alrededor de 200 veces, sin lograr tener éxito, como se muestra en la figura 5.10.



Figura 5.10 Fluidos espumados con baja estabilidad a presión y temperatura ambiente

Después de muchos análisis e investigación bibliográfica, se determinó que la baja estabilidad del fluido espumado era producida por las sales, ya que estas por ser hidrofílicas debilitaban rápidamente las lamelas de las burbujas permitiendo que el aire se separase de la mezcla. Por lo tanto la opción más viable para estabilizar el fluido era evaluar otros métodos de inhibición de arcillas.

Para esto, se estudiaron y experimentaron los métodos de encapsulamiento y bloqueo de agua para inhibir minerales arcillosos. Los aditivos comúnmente usados en este mecanismo de inhibición están elaborados a base de polioles y aminas.

Primero se probó la efectividad de estos aditivos por separado, dejando un fragmento de núcleo sumergido en Trietanolamina (TEA) y Propilenglicol (PEG) respectivamente, durante 24 horas, para posteriormente analizar su desempeño. El resultado de esta prueba demostró que el Propilenglicol posee capacidad de inhibición, sin embargo la TEA

no fue capaz de inhibir el fragmento de núcleo procedente de la formación arcillosa, Paleoceno Inferior. En la figura 5.11A y 5.11B se observan los resultados.



Figura 5.11A Fragmento de núcleo de la formación Paleoceno Inferior en seno de Propilenglicol

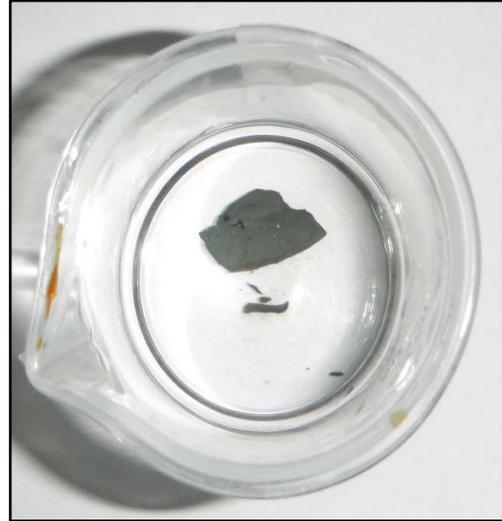


Figura 5.11B Fragmento de núcleo de la formación Paleoceno Inferior en seno de Trietanolamina

Por ello, se efectuaron varias pruebas mezclando en diferentes proporciones sales, aminas y glicoles, hasta encontrar la relación exacta en que la sinergia de los aditivos nos permitió inhibir las arcillas de manera eficiente, sin comprometer la estabilidad del sistema.

Una vez logrado que el fluido espumado de baja densidad, tuviera propiedades de inhibición de formaciones arcillosas altamente reactivas, gases ácidos divalentes y fuera estable en estado estático a condiciones de presión y temperatura del medio ambiente (1 atmósfera y 25°C), se procedió a evaluar su estabilidad en estado dinámico.

5.7 Etapa 7, Análisis de la estabilidad del sistema en estado dinámico.

Para esta prueba se utilizó el sistema de rolado, el cual consiste en colocar el fluido dentro de unas celdas de acero selladas herméticamente, para posteriormente meterlas en un horno con rodillos que se encargaran de hacer girar la muestra a una temperatura determinada, tal como se muestra en la figura 5.12.



Figura 5.12 Equipo de rodado, con celdas de acero selladas herméticamente

En los resultados de la estabilidad del fluido en estado dinámico con una temperatura de 120°C y presión atmosférica por 18 horas, no se obtuvo el éxito esperado, ya que el fluido se obtuvo completamente líquido y por consecuencia su densidad se incrementaba.

Sin embargo después de un intenso trabajo en esta etapa, se probaron diferentes polímeros y combinaciones de estos, además de variar el orden de adición de los aditivos hasta que se definieron los polímeros adecuados que cumplieran con nuestra expectativa de estabilizar el fluido a altas temperaturas en estado estático y dinámico.

5.8 Etapa 8, Caracterización del fluido espumado.

Con el fluido de control desarrollado y estable en estado estático y dinámico, se procedió a caracterizar el fluido para seleccionar la formulación que mejor comportamiento presentaba. Para esta etapa los parámetros evaluados fueron los siguientes:

- Densidad
- Potencial de hidrógeno, pH
- Viscosidad Marsh
- Reología y Tixotropía
- Interacción roca-fluido
- Filtración y enjarre
- Contenido de sólidos y líquidos
- Degradación de la espuma
- Contaminación por Crudo

5.8.1 Densidad

Para determinar la densidad del fluido base, se utilizó el equipo denominado, balanza de lodos, esta se compone principalmente de una base sobre la cual descansa un brazo graduado con un vaso, tapa, nivel de burbuja de aire, y contrapeso, como se muestra en la figura 5.13.

Para medir la densidad con este equipo el primer paso fué calibrar la balanza de lodos empleando agua, posteriormente se colocó la muestra del fluido en el vaso y se ajustó el contrapeso hasta nivelar la burbuja de aire tomando la lectura correspondiente.



Figura 5.13 Balanza de lodos



Figura 5.14 Balanza de precisión y probeta graduada

Por otra parte la densidad del fluido espumado no es posible medirla con la balanza de lodos por que la escala mínima a la que está diseñada es de 0.72 gr/cm^3 y la espuma tiene una densidad menor. Por ello, para determinar esta propiedad en la espuma, se empleó el concepto de relación masa-volumen, utilizando una balanza de precisión y una probeta graduada, como se muestra en la figura 5.14.

5.8.2 Potencial de Hidrogeno, pH

El pH de un fluido de control, indica su acidez o alcalinidad relativa, la importancia de realizar esta prueba radica en que es necesario asegurar que el sistema tenga un pH alcalino entre 9 y 10, para controlar gases ácidos que puedan presentarse durante la perforación. Además, del pH depende la solubilidad de los agentes dispersantes orgánicos y la dispersión de las arcillas presentes en el fluido.

CAPÍTULO 5. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

La acidez y la alcalinidad del lodo de perforación se pueden medir por la concentración de iones presentes en el fluido. Si el pH es menor a 7 el fluido es ácido y por otra parte, si el fluido presenta un pH mayor a 7, se clasifica como alcalino; el pH igual a 7 se considera como neutro. El pH de un lodo rara vez es inferior a 7 y en la mayoría de los casos se sitúan entre 9 a 10, dependiendo del tipo de fluido.

Para determinar el pH del fluido desarrollado se emplearon tiras de papel indicador con rango de 0 a 14 conocidas como papel pH. Su empleo se describe a continuación.

- Papel pH: Las tiras de papel pH se introducen al fluido y lo absorben, se retiran del fluido y se compara el color obtenido, contra una escala de colores que indica el nivel de pH del fluido. Figura 5.15.



Figura 5.15 Medición del pH con Tiras de Papel Indicador.

5.8.3 Viscosidad Marsh

El viscosímetro Marsh mostrado en la figura 5.16, es usado para la medición rutinaria de la viscosidad en el campo, determinando el tiempo de escurrimiento del lodo de perforación. Este instrumento tiene un diámetro de 6 pulgadas en la parte superior y una altura de 12 pulgadas. En la parte inferior, un tubo de orificio liso de 2 pulgadas de largo, con un diámetro interior de 3/16 pulgadas, está acoplado de tal manera, que no hay ninguna constricción en la unión. Una malla metálica con orificios de 1/16 de pulgada, cubriendo la mitad del embudo, está fijada a 3/4 de pulgada debajo del borde superior del embudo para filtrar el lodo y evitar que algún sólido tape el orificio inferior.

Para realizar esta prueba se vierte el fluido al embudo Marsh a través de la malla y se llena hasta la marca correspondiente. Posteriormente se vacía el fluido en una probeta graduada hasta a completar un litro. El tiempo que tarda el lodo de perforación desde que comenzó a vaciarse hasta tener un litro, se denomina segundos Marsh.

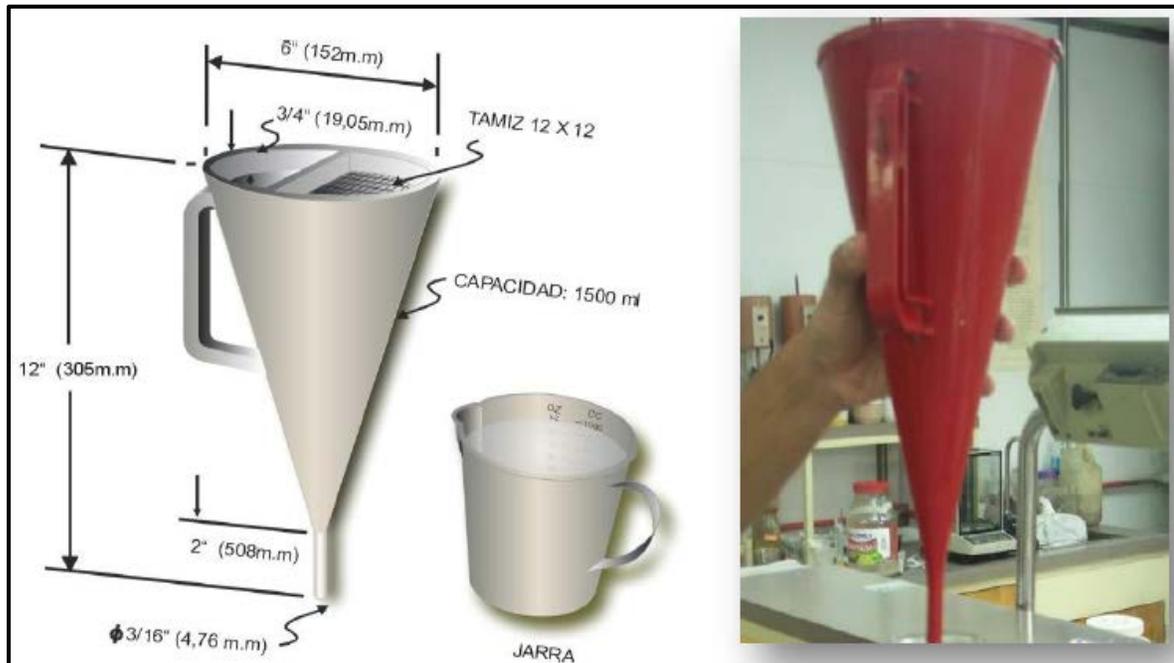


Figura 5.16 Esquema del embudo Marsh

5.8.4 Reología y Tixotropía.

La Reología se refiere a la disciplina que analiza la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, así como el impacto que ambos parámetros tienen, sobre las características del fluido. Tixotropía es una propiedad que tienen los lodos de perforación, haciéndose presente cuando el fluido se encuentra en reposo, formando una estructura de gel, para regresar al estado fluido, cuando se aplica un esfuerzo de corte.

Para efectuar esta prueba se utilizó el Viscosímetro rotacional Fann de 12 velocidades que se muestra en la Figura 5.17, en el cual se tomaron mediciones del esfuerzo de corte a velocidades variables como son: 600, 300, 200, 180, 100, 90, 60, 30, 6, 3, 1.8 y 0.9 RPM respectivamente. Las mediciones se efectuaron a 60°C.

CAPÍTULO 5. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

Para poder evaluar la tixotropía o la resistencia gel del fluido, una vez que se tomó la lectura a 3 rpm, se detuvo el equipo y se mantuvo en reposo durante 10 segundos, pasado ese tiempo se tomó la lectura a 3 rpm, posteriormente se suspende el movimiento del equipo nuevamente manteniéndolo en reposo durante 10 minutos, pasado ese tiempo se toma nuevamente la lectura a 3 rpm. El resultado se reporta como una fracción en la que el numerador corresponde a la gelatinosidad a 10 segundos y el denominador, a la gelatinosidad a 10 minutos.



Figura 5.17 Viscosímetro rotacional Fann 35-A

Una vez teniendo estos resultados, se grafican las revoluciones del viscosímetro en el eje de las abscisas ($\dot{\gamma}$), contra los datos obtenidos del esfuerzo de corte (τ) en el eje de las ordenadas y determinamos el modelo reológico al que se ajusta al comportamiento del fluido de control, tal como se muestra en la figura 5.18. ^[33,34]

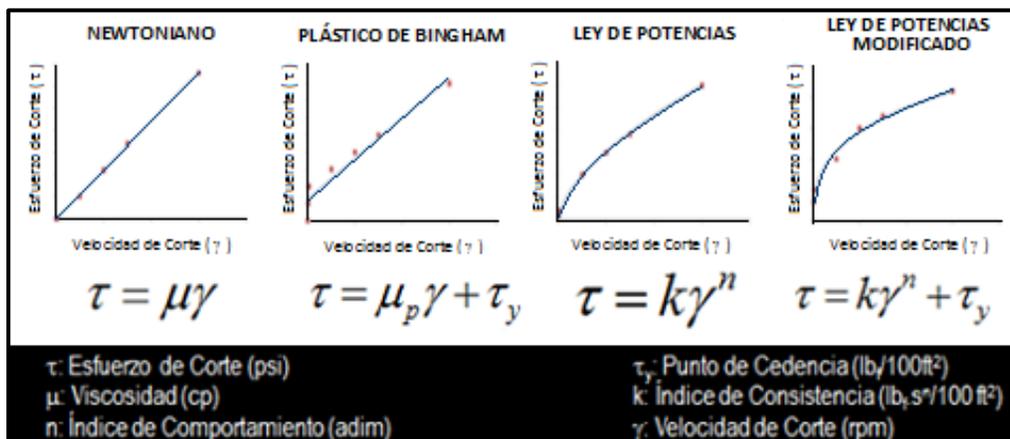


Figura 5.18 Modelos Reológicos

Ya determinado el modelo reológico del sistema, procedemos a caracterizar las siguientes propiedades del fluido:

- a) Viscosidad plástica, centipoise (cp)
- b) Viscosidad aparente, centipoise (cp)
- c) Punto cedente, $\text{Lb}_f/100\text{ft}^2$
- d) Esfuerzo gel, $\text{Lb}_f/100\text{ft}^2$
- e) Índice de comportamiento (n), adimensional
- f) Índice de consistencia (k), $\text{dinas}\cdot\text{s}^n/\text{cm}^2$

Tal como se explica a continuación:

a) Viscosidad plástica

Es la resistencia al flujo causada por la fricción mecánica por lo cual está relacionada con el tamaño y número de partículas sólidas del fluido en movimiento. Es por esto que cualquier aumento en el área superficial total de sólidos expuestos se reflejara en un aumento de la viscosidad plástica, esto puede traer como resultado cambios considerables en la presión de bombeo, y esto se vería reflejado en la energía hidráulica transmitida de las bombas a la barrena.

De acuerdo a la definición descrita anteriormente, la viscosidad plástica se calcula con los valores obtenidos del viscosímetro rotacional Fann a las velocidades más altas del equipo, mediante la siguiente ecuación:

$$Vp \text{ (cp)} = \theta_{600} - \theta_{300} \quad (5.3)$$

Los factores que influyen en la viscosidad plástica son:

- La concentración de sólidos
- El tamaño y forma de los sólidos
- La viscosidad de la fase líquida
- La presencia de polímeros de cadena largas
- Relación agua/aceite o agua/gas.

a) Viscosidad Aparente

Propiedad indicadora de la fricción interna del fluido. Es una medida la atracción de las moléculas de un líquido, que causa resistencia al flujo. Se ve afectada por el tratamiento químico y por los contaminantes del lodo que afecten el punto de cedencia, y se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$V_a(cp) = \frac{\theta_{600}}{2} \dots\dots\dots(5.4)$$

c) Punto Cedente

Es la resistencia a fluir causada por las fuerzas de atracción entre las partículas sólidas en suspensión en el fluido y se determina mediante la siguiente ecuación:

$$P_c (Lb_f/100ft^2) = 2 * \theta_{300} - \theta_{600} \dots\dots\dots(5.5)$$

O bien

$$P_c (Lb_f/100ft^2) = \theta_{300} - V_p \dots\dots\dots(5.6)$$

d) Esfuerzo Gel

La resistencia gel está en función de las fuerzas entre partículas. Se toma una medición inicial a 10 segundos y una medición a 10 minutos con la finalidad de dar una indicación de la cantidad de gelificación que se producirá después de cesada la circulación, al permanecer estático el fluido. Mientras más altos sean los valores de los geles del lodo durante los períodos en que se detienen operaciones, más presión de la bomba se requiere para iniciar la circulación de nuevo. Este parámetro se reporta de acuerdo a la ecuación 5.7.

$$G (Lb_f/100ft^2) = \theta_{3 a 10 seg} / \theta_{3 a 10 min} \dots\dots\dots(5.7)$$

d) Índice de comportamiento (n)

Indica el grado de desviación del comportamiento reológico del fluido con respecto a los fluidos newtonianos, es decir, mientras más se aleje el valor de n de la unidad, más pronunciadas serán las características no newtonianas del fluido.

En la figura 5.19, se muestra como la constante “n” nos puede describir el comportamiento de un fluido de perforación. [33]

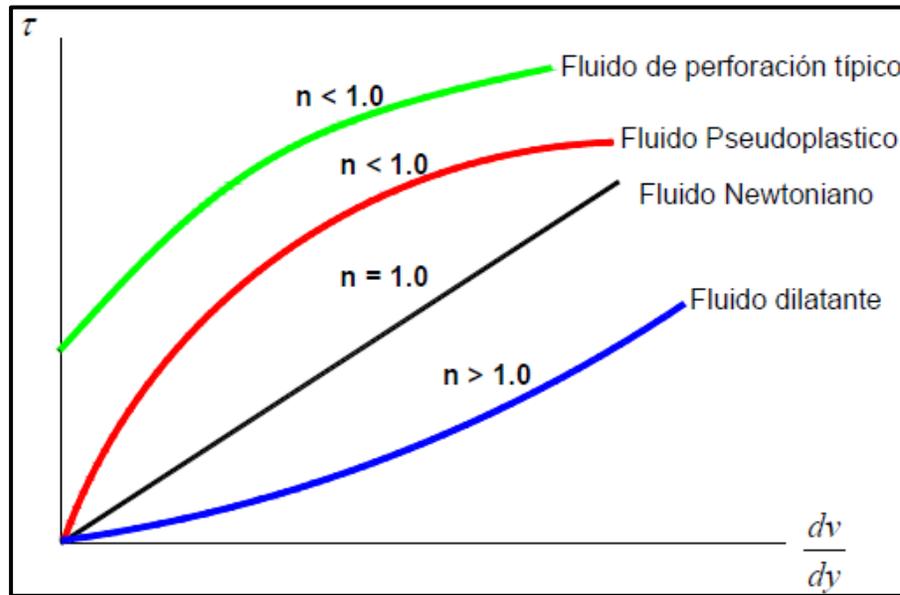


Figura 5.19 Comportamiento reológico a partir de la constante n

Asimismo, la constante “n” puede predecir el perfil de velocidad esperado dentro de una tubería en flujo laminar, tal como se muestra en la figura 5.20. [33]

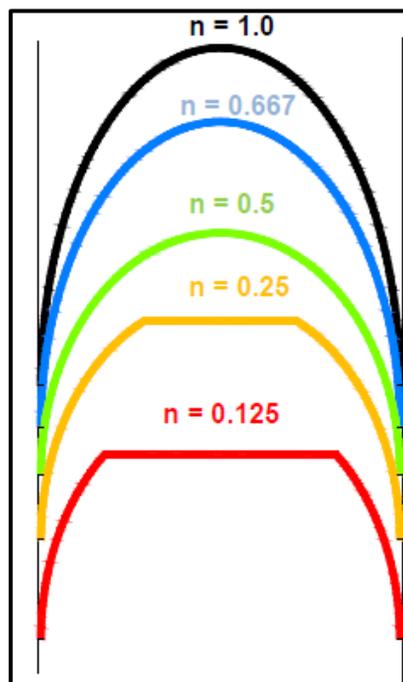
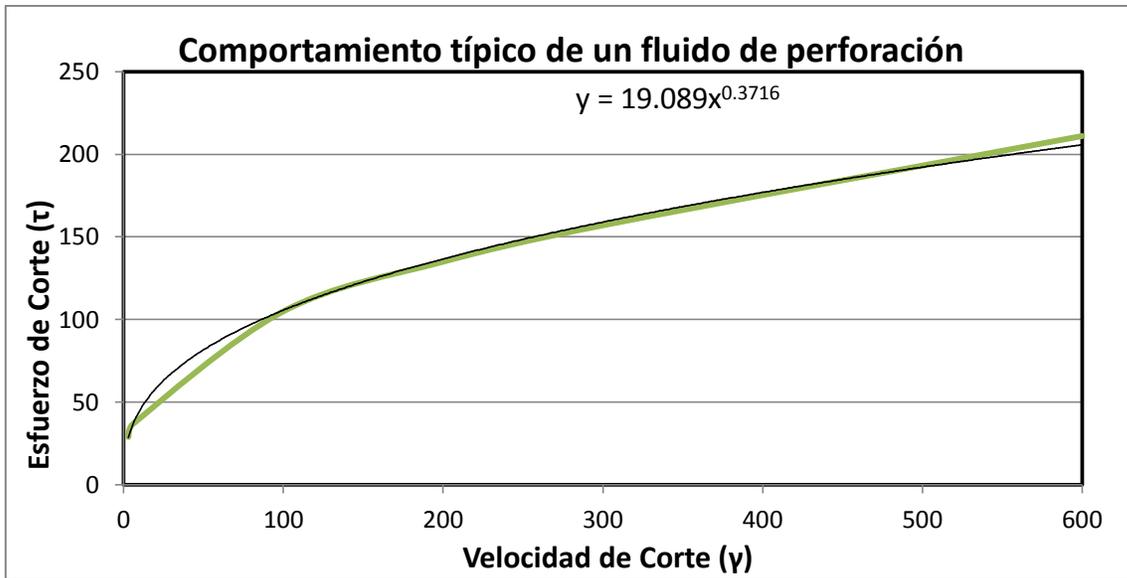


Figura 5.20 Comportamiento del flujo en tubería en régimen laminar a partir de la constante n.

Para calcular la constante “n” se grafican los valores de velocidad de corte contra esfuerzo de corte en un reograma convencional, tal como se observa en la gráfica 5.1.



Gráfica 5.1 Comportamiento típico de un fluido de perforación.

De la gráfica anterior, observamos que el comportamiento del fluido es una línea curva, cuya ecuación general es:

$$y = a x^p \dots\dots\dots(5.8)$$

Por lo cual no es posible determinar la pendiente o constante “n” de manera directa, sin embargo mediante las propiedades logarítmicas podemos generar una equivalencia donde el comportamiento del fluido sea una línea recta, tal como se muestra a continuación:

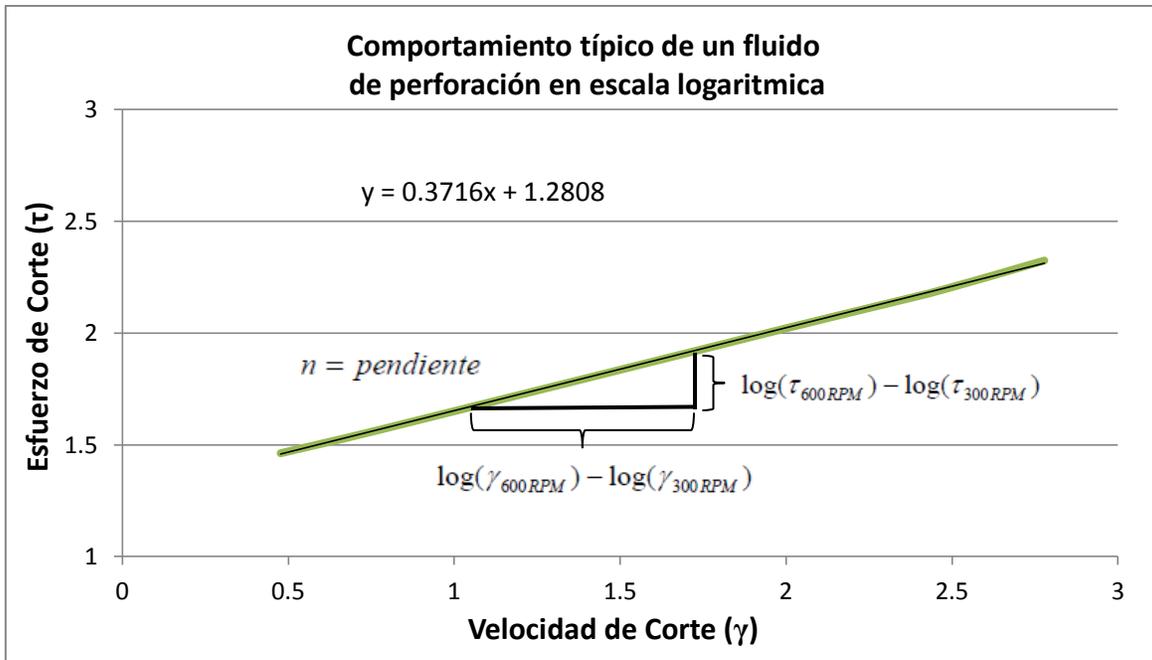
$$\log y = \log a x^p \dots\dots\dots(5.9)$$

Por propiedades logarítmicas obtenemos:

$$\log y = \log a + p \log x \dots\dots\dots(5.10)$$

En la ecuación anterior vemos que la ecuación 5.10 es completamente lineal y equivalente a la ecuación exponencial 5.8.

Graficando la ecuación 5.8 en escala logarítmica nos queda como se muestra en la gráfica 5.2:



Grafica 5.2 Comportamiento típico de un fluido de perforación en escala logarítmica

De esta forma, es posible calcular la pendiente o índice de comportamiento de un fluido de perforación de acuerdo al siguiente análisis matemático:

La ecuación de la pendiente de una recta es:

$$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} \dots \dots \dots (5.11)$$

Pero al tratarse de una gráfica logarítmica la ecuación queda de la siguiente manera:

$$m = \frac{\log(y_2) - \log(y_1)}{\log(x_2) - \log(x_1)} \dots \dots \dots (5.12)$$

Simplificando la formula mediante propiedades logarítmicas obtenemos:

$$m = \frac{\log\left(\frac{y_2}{y_1}\right)}{\log\left(\frac{x_2}{x_1}\right)} \dots \dots \dots (5.13)$$

CAPÍTULO 5. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

Si llevamos la ecuación 5.13 en términos de esfuerzo y velocidad de corte en el intervalo de 600 a 300 RPM:

$$m = \frac{\log\left(\frac{\tau_{600}}{\tau_{300}}\right)}{\log\left(\frac{\gamma_{600}}{\gamma_{300}}\right)} \dots\dots\dots(5.14)$$

Donde las velocidades de corte son constantes debido a que se obtienen directamente de las velocidades del viscosímetro fann, por lo tanto:

$$m = n = \frac{\log\left(\frac{\tau_{600}}{\tau_{300}}\right)}{\log\left(\frac{600}{300}\right)} \dots\dots\dots(5.15)$$

Resolviendo el denominador, tenemos:

$$n = \frac{\log\left(\frac{\tau_{600}}{\tau_{300}}\right)}{0.30103} \dots\dots\dots(5.16)$$

Finalmente el índice de comportamiento de un fluido de perforación está dado por la ecuación 5.17.

$$n = 3.32 \log\left(\frac{\tau_{600}}{\tau_{300}}\right) \dots\dots\dots(5.17)$$

A partir de la norma API RP 13D se puede calcular la constante n en una tubería de perforación con las velocidades de corte de 600 y 300 RPM, y para el espacio anular con las velocidades de 100 y 3 RPM, utilizando la metodología explicada anteriormente.

d) Índice de consistencia (k)

Es la caracterización numérica de la consistencia del fluido. Es una medida indirecta de la viscosidad a una velocidad de corte de un segundo recíproco, pero sus unidades dependen de n; a medida que k aumenta, el fluido se hace más viscoso.

La constante K se obtiene a partir de las lecturas del viscosímetro fann a partir del modelo de ley de potencias, tal como se muestra a continuación:

$$\tau = K\gamma^n \dots\dots\dots(5.18)$$

$$K = \frac{\tau}{\gamma^n} \dots\dots\dots(5.19)$$

$$K \text{ (dinas * s}^n / \text{cm}^2) = \frac{5.10 \tau_N}{(1.703 N)^n} \dots\dots\dots(5.20)$$

Donde n es el índice de comportamiento del fluido, N la velocidad del viscosímetro en RPM que para efectos de esta tesis se utilizara N= 300 RPM y los valores de 5.10 y 1.703 son constantes de conversión de unidades para obtener “K” en $\frac{\text{dinas*s}^n}{\text{cm}^2}$.

5.8.5 Interacción roca-fluido

Esta es una de las pruebas más importantes a la que debemos someter el fluido desarrollado, ya que como se explicó anteriormente uno de los principales problemas que actualmente existen en la zona marina se deriva de la falta de inhibición de arcillas hidratables, que muestran los fluidos empleados.

Por esa razón el fluido diseñado y desarrollado en este trabajo debe ser capaz de inhibir los fragmentos de núcleos procedentes de la formación problemática Paleoceno Inferior.

Para esta prueba se utilizó el sistema de rolado, el cual consiste en colocar un fragmento de núcleo previamente pesado, en seno del fluido espumado dentro de una celda de acero sellada herméticamente, para posteriormente colocarla en un horno con rodillos que se encargara de hacer girar la muestra a una temperatura determinada, de esta manera

evaluamos la interacción de la roca con el fluido de perforación simulando las condiciones de presión y temperatura del pozo.

Posteriormente al finalizar el tiempo de rolado, se recupera la muestra de la celda, se observa el estado en que se encuentra (fracturada, disgregada) y se pesa nuevamente para determinar cuanta masa de la roca incorporó al fluido. Ver figura 5.21.



Figura 5.21 Prueba de Interacción roca-fluido en estado dinámico.

5.8.6 Filtración y enjarre

Esta prueba debe su importancia a que el volumen de filtrado es un indicador de que tanto líquido, procedente del fluido de control se perderá en la formación a diferentes condiciones de presión y temperatura. La pérdida del medio portador o líquido de un lodo debido a la filtración ocasiona múltiples problemas, entre los cuales los principales son: asentamiento de las partículas sólidas de las que este compuesto el fluido, aumentando de esta forma las probabilidades de atascar las herramientas de fondo y alteraciones en las propiedades de las formaciones, lo que puede ocasionar derrumbes, atrapamientos, una alta interacción roca fluido y en algunos casos pérdida del pozo.

La pérdida de líquido de un lodo debido a la filtración se controla mediante el enjarre o película, que se forma por los componentes sólidos y aditivos especiales en el fluido de perforación, comportándose como una pared casi impermeable, la cual impide un exceso de filtrado.

Para realizar esta prueba se utilizó el equipo de filtro prensa, el cual se compone de una celda de acero instrumentada con una chaqueta de calentamiento con termostato y una

válvula especial para inyectar gas que regule la presión del sistema la cual se mide con un manómetro, tal como se muestra en la figura 5.22.

El análisis se realizó a una temperatura de 110°C y 500 psi de presión diferencial, simulando las condiciones a las cual estaría sometido el fluido durante la perforación de las formaciones Paleoceno Inferior- Cretácico Superior.



Figura 5.22 Equipo Filtro Prensa de alta presión y alta temperatura.

5.8.7 Contenido de sólidos y líquidos

La determinación del contenido de líquido y sólidos de un lodo de perforación es esencial para un buen control de las propiedades del lodo. Esta información a menudo explica los pobres rendimientos del lodo, e indica si el lodo puede ser acondicionado mediante la adición de algún aditivo. La cantidad de cada uno es determinado a partir de la retorta, Figura 5.23.



Figura 5.23 Retorta

Para realizar la prueba es necesario vaciar el fluido en la celda correspondiente, posteriormente se lubrican las cuerdas de enrosque, se coloca suficiente cantidad de fibra metálica en su celda para hacer la conexión de estas. De manera simultánea se conecta el enfriador y se meten las celdas en la retorta, se coloca la probeta en donde caerá el líquido. Por último se enciende el equipo y se espera hasta que pasen dos minutos sin que salgan gotas de líquido del condensador.

5.8.8 Degradación de la espuma

Esta prueba se realizó para determinar la estabilidad de la espuma con respecto al tiempo, a 23 °C y presión atmosférica, definiendo de esta forma la vida media del sistema. La importancia de la prueba radica en que, a partir de ésta, se determina la vida útil de la espuma; teniendo un tiempo de referencia con respecto a su degradación.

Para realizarla, se espumaron los diferentes fluidos, se colocaron en una probeta de 1000 ml, se dejaron en reposo y se midió el tiempo que tardó en separarse 500 ml de la fase líquida de la gaseosa por drenaje gravitacional. El tiempo transcurrido corresponde al tiempo de vida media del sistema.

5.8.9 Contaminación por crudo

Es de imprescindible importancia realizar esta prueba, pues se tiene que evaluar el efecto sobre el comportamiento reológico del fluido cuando se contamina con el aceite crudo de la formación. Al pretender utilizar este tipo de fluidos en las últimas etapas de perforación; así como en la terminación del pozo, es necesario analizar el cambio del comportamiento reológico que presentara el fluido al momento de interactuar con los hidrocarburos presentes en el yacimiento.

Si bien es cierto que se pretende controlar los fluidos del yacimiento con el lodo de perforación, debemos tener en cuenta que al perforar bajo balance, existirá interacción entre los fluidos de formación y el fluido de control. Para estas pruebas se decidió variar la concentración en porcentaje de crudo, además de variar la temperatura.

La prueba se realizó con ayuda del viscosímetro rotacional, la termocopa y un termómetro, Figura 5.24. Después de preparar el fluido espumado desarrollado, se

procedió a contaminarlo con crudo al 10 y 20 %, para ser colocado en la termocopa, en cantidad suficiente, para poder tomar las lecturas correspondientes a 60°C a las diferentes velocidades de corte en el viscosímetro rotacional.



Figura 5.24 Contaminación por crudo

5.9 Etapa, 9. Análisis comparativo del fluido espumado desarrollado con un sistema comercial de baja densidad.

En esta última etapa, se realizó un análisis del sistema de fluido de control de baja densidad diseñado y desarrollado en este trabajo ante un lodo espumado comercial comúnmente usado en pozos terrestres.

El objetivo de dicha comparación fue analizar las ventajas y desventajas del nuevo fluido de control para ser utilizado en campo. Los resultados de este análisis se muestran en el capítulo 6 “Resultados”.

CAPÍTULO
6

RESULTADOS

CAPÍTULO 6. RESULTADOS

CAPÍTULO 6. RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados de las pruebas a escala laboratorio de las propiedades reológicas-tixotrópicas y de inhibición de arcillas del fluido desarrollado, además se realiza un análisis comparativo respecto a un fluido comercial de características similares. Los análisis experimentales se llevaron a cabo inicialmente a los fluidos base sin espumar y posteriormente a los sistemas espumados.

6.1 Resultados de los fluidos base

En la matriz experimental de la tabla 6.1, se detallan los resultados de densidad, pH, viscosidad Marsh y propiedades Reológicas-tixotrópicas del fluido desarrollado antes y después de la prueba de rolado a 120°C y presión atmosférica por 18 horas. Además se muestran las propiedades de un fluido comercial evaluado a las mismas condiciones.

Tabla 6.1 Análisis comparativo de las propiedades de los fluidos base

Parámetros	Fluido Desarrollado		Fluido Comercial		Unidades
	Antes de rolar	Después de rolar	Antes de rolar	Después de rolar	
<i>Densidad</i>	1.20	1.20	1.02	1.03	gr/cm ³
<i>Potencial de Hidrógeno</i>	10	10	9	9	pH
<i>Viscosidad Marsh</i>	75	N/D*	83	N/D*	Segundos
Reología y Tixotropía	Tomadas a 60°C y Presión Atmosférica				
<i>L₆₀₀[rpm]</i>	53	46	35	28	<i>L_b_f/100ft²</i>
<i>L₃₀₀[rpm]</i>	41	37	21	17	<i>L_b_f/100ft²</i>
<i>L₂₀₀[rpm]</i>	36	33	16	13	<i>L_b_f/100ft²</i>
<i>L₁₈₀[rpm]</i>	35	32	15	12	<i>L_b_f/100ft²</i>
<i>L₁₀₀[rpm]</i>	29.5	27	10.5	8	<i>L_b_f/100ft²</i>
<i>L₉₀[rpm]</i>	28.5	26	10	7.5	<i>L_b_f/100ft²</i>
<i>L₆₀[rpm]</i>	25	23	8	6	<i>L_b_f/100ft²</i>
<i>L₃₀[rpm]</i>	18	17	5	4	<i>L_b_f/100ft²</i>
<i>L₆[rpm]</i>	10	9	2	1	Centipoise
<i>L₃[rpm]</i>	8	7	2	1	<i>L_b_f/100ft²</i>
<i>L_{1.8}[rpm]</i>	7	6.5	1.5	1	<i>L_b_f/100ft²</i>
<i>L_{0.9}[rpm]</i>	6	6	1	1	<i>L_b_f/100ft²</i>
<i>L_{3 10seg}[rpm]</i>	9	8	2	1	<i>L_b_f/100ft²</i>
<i>L_{3 10min}[rpm]</i>	12	10	4	1	<i>L_b_f/100ft²</i>
<i>V_p</i>	12	9	14	11	Centipoise
<i>V_a</i>	26.5	23	17.5	14	Centipoise
<i>P_c</i>	29	28	7	6	<i>L_b_f/100ft²</i>
<i>G</i>	9/12	8/10	2/4	1/1	<i>L_b_f/100ft²</i>
Índice de comportamiento (n)	0.37	0.31	0.73	0.72	Adimensional
Índice de consistencia (k)	20.83	26.69	1.08	0.97	<i>dinas * sⁿ/cm²</i>

*N/D = No determinable

6.1.1 Densidad

Como se puede observar en la tabla 6.1, la densidad del fluido desarrollado es mayor que la del fluido comercial, ya que el primero está preparado base agua de mar y contiene aditivos para inhibir arcillas, contrario al fluido comercial que fue preparado con agua dulce cuya densidad es menor a la del agua de mar y no posee sales inhibidoras de lutitas. Sin embargo se observa que el fluido desarrollado mantiene estable su densidad antes y después de la prueba de rolado, y el fluido comercial presenta una ligera variación.

6.1.2 Potencial de Hidrógeno, pH

Con respecto a las propiedades alcalinas no se observó variación del pH en ambos sistemas ni antes ni después de la prueba de rolado, por lo que podemos asumir que la función de inhibición de gases ácidos será eficiente.

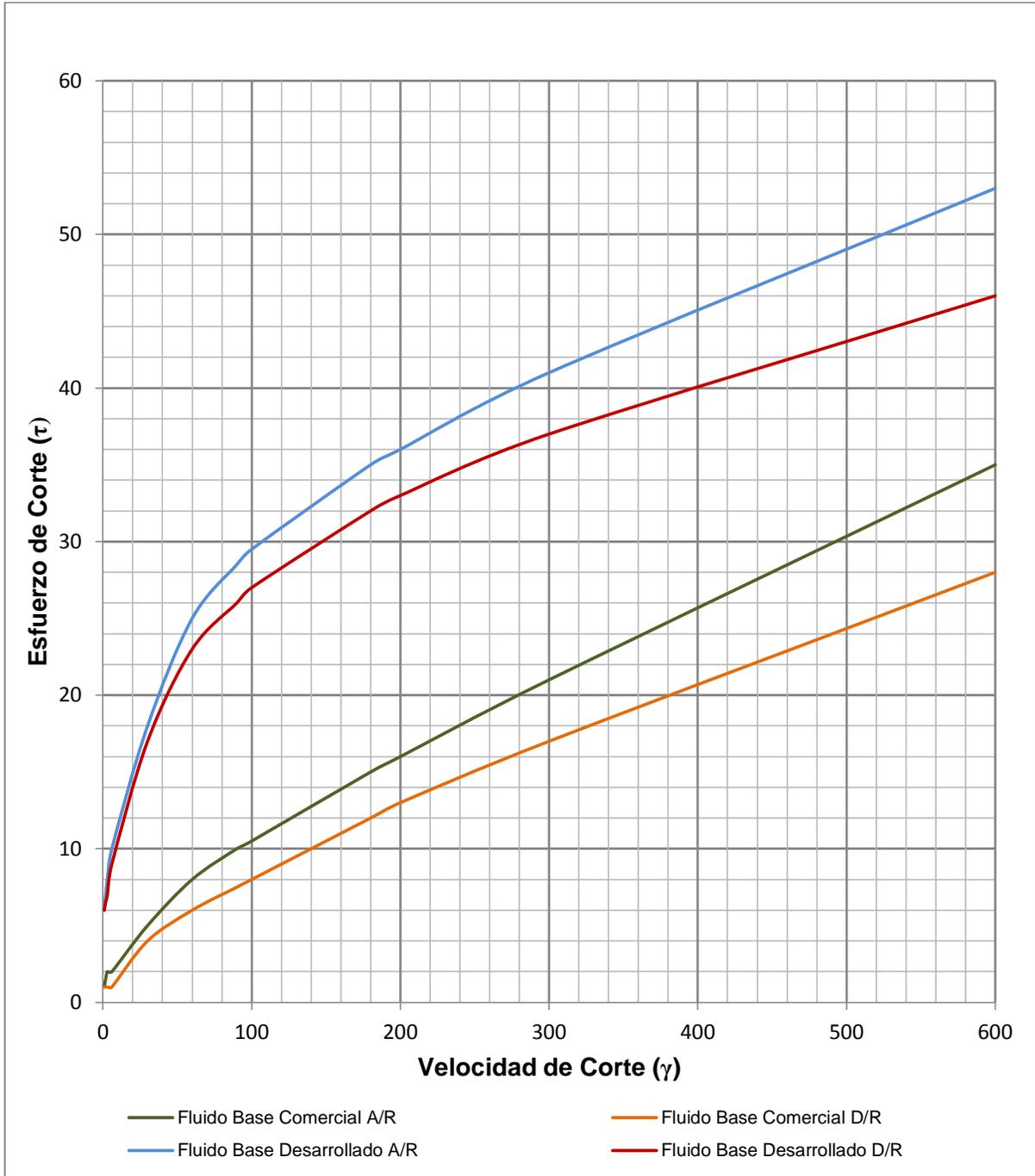
6.1.3 Viscosidad Marsh

El tiempo de escurrimiento del fluido desarrollado es ligeramente mayor al del lodo comercial, sin embargo ambos sistemas presentan una viscosidad Marsh dentro de los parámetros comúnmente usados durante la perforación de pozos petroleros, ya que la viscosidad Marsh del lodo de emulsión inversa se encuentra en un rango de 90 a 120 segundos.

Este parámetro no fue posible determinarlo después de la prueba de rolado, ya que para realizar esta prueba se necesitan 1500 ml de muestra y la capacidad máxima de las celdas de rolado es de 400 ml.

6.1.4 Reología y Tixotropía

Para analizar el comportamiento reológico de cada uno de los fluidos base antes y después de la prueba de rolado, se construyó un reograma tal como se muestra en la grafica 6.1.



Gráfica 6.1 Comportamiento de los Fluidos Base antes y después de la prueba de rolado

En el reograma de la gráfica 6.1, se observa que los sistemas tienen una tendencia a comportarse como fluidos pseudoplásticos a bajas velocidades es decir que su esfuerzo de corte decrece cuando disminuye la velocidad de corte, sin embargo a altas velocidades observamos que el comportamiento de ambos fluidos antes de rolar y después de rolar no cumplen con las condiciones del modelo pseudoplástico, si no que se comportan como un fluido plástico de Bingham, esto se debe a que las formulaciones para generar los fluidos base de una espuma contienen una cantidad de polímeros mayor que la que comúnmente es usada en los fluidos convencionales.

La reología del fluido desarrollado es mas alta que la del fluido comercial, debido a que en las bases del diseño del fluido se establecio su uso en zonas naturalmente fracturadas y altamente depresionadas cuya característica principal es la pérdida total de circulación, lo que ocasiona que los recortes generados durante la perforación no sean removidos del agujero a superficie, por lo cual fue necesario incrementar las propiedades reológicas del fluido para garantizar que estos recortes sean desplazados atraves de las fracturas y no causen problemas operativos significativos, ademas en caso de interrumpir la circulación y el fluido quede en reposo, sea capaz de generar un esfuerzo gel que evite la presipitación de los recortes al fondo del pozo.

Asi mismo observamos que ambos fluidos después de la prueba de rolado disminuyen sus propiedades reológicas, esto es un comportamiento normal ya que al incrementar la temperatura del fluido, la viscosidad disminuye por lo que la resistencia del esfuerzo de corte a diferentes velocidades también disminuye, sin embargo como se demuestra en la tabla 6.1 las propiedades tixotrópicas del fluido comercial se pierden ya que pierde la propiedad de generar gel, y esto compromete la suspensión de recortes y genera riesgos de atrapamiento durante las operaciones donde el fluido se encuentre en estado estático como son cambio de barrena, espera por logística e introducción de tuberías de revestimiento.

CAPÍTULO 6. RESULTADOS

6.2 Resultados de los fluidos espumados

Los fluidos base fueron espumados con un aditivo que permite disminuir la tensión superficial de tal manera que mediante agitación mecánica a 800 TM durante 15 minutos se genere el sistema espumado. Posteriormente se midieron sus propiedades. Los resultados de densidad, pH, viscosidad Marsh y propiedades Reológicas-tixotrópicas del fluido desarrollado antes y después de la prueba de rolado a 120°C y presión atmosférica por 18 horas, se muestran en la tabla 6.2.

Tabla 6.2 Análisis comparativo de las propiedades de los fluidos Espumados

Parámetros	Fluido Desarrollado		Fluido Comercial		Unidades
	Antes de rolar	Después de rolar	Antes de rolar	Después de rolar	
<i>Densidad</i>	0.41	0.55	0.55	1.01	gr/cm ³
<i>Potencial de Hidrógeno</i>	10	10	9	9	pH
<i>Viscosidad Marsh</i>	N/D*	N/D*	N/D*	N/D*	Segundos
<i>Reología y Tixotropía</i>	Tomadas a 60°C y Presión Atmosférica				
<i>L₆₀₀[rpm]</i>	220	160	103	39.5	<i>Lb_f/100ft²</i>
<i>L₃₀₀[rpm]</i>	155	120	67	21	<i>Lb_f/100ft²</i>
<i>L₂₀₀[rpm]</i>	127	101	54.5	15.5	<i>Lb_f/100ft²</i>
<i>L₁₈₀[rpm]</i>	120	97	51	14	<i>Lb_f/100ft²</i>
<i>L₁₀₀[rpm]</i>	85	75	36	9	<i>Lb_f/100ft²</i>
<i>L₉₀[rpm]</i>	80	71	34	8.5	<i>Lb_f/100ft²</i>
<i>L₆₀[rpm]</i>	64	55	27	6	<i>Lb_f/100ft²</i>
<i>L₃₀[rpm]</i>	47	40	19	4	<i>Lb_f/100ft²</i>
<i>L₆[rpm]</i>	31	24	7	2	<i>Lb_f/100ft²</i>
<i>L₃[rpm]</i>	23	18	5	1.5	<i>Lb_f/100ft²</i>
<i>L_{1.8}[rpm]</i>	16	16	4	1	<i>Lb_f/100ft²</i>
<i>L_{0.9}[rpm]</i>	12	13	3	0.5	<i>Lb_f/100ft²</i>
<i>L_{3 10seg}[rpm]</i>	24	19	5	1	<i>Lb_f/100ft²</i>
<i>L_{3 10min}[rpm]</i>	27	10	8	1	<i>Lb_f/100ft²</i>
<i>V_p</i>	65	40	36	18.5	Centipoise
<i>V_a</i>	110	80	51.5	19.75	Centipoise
<i>P_c</i>	90	80	31	1.25	<i>Lb_f/100ft²</i>
<i>G</i>	24/27	19/10	5/8	1/1	<i>Lb_f/100ft²</i>
Índice de comportamiento (n)	0.50	0.41	0.62	0.91	Adimensional
Índice de consistencia (k)	33.98	46.16	7.16	0.366	<i>dinas * sⁿ/cm²</i>

*N/D = No determinable

6.2.1 Densidad

Esta propiedad en los sistemas espumados es una de las mas importantes, ya que de esta depende el éxito de la perforación bajo balance o minimizar las pérdidas del fluido de perforación en zonas fracturadas o altamente depresionadas.

En la tabla 6.2 se puede observar que la densidad del fluido desarrollado es de 0.41 gr/cm³ antes de la prueba de rolado y 0.55 gr/cm³ despues del rolado, resultados que cumplen satisfactoriamente con el criterio de diseño y uno de los objetivos de este trabajo, ya que la densidad del sistema es menor de 0.6 gr/cm³, garantizando de esta manera la reducción de la pérdida de fluido de perforación en la formación Cretacico Superior y por consiguiente los costos por espera de fluido.

Sin embargo el fluido comercial no presenta estas ventajas operativas, ya que la densidad de la espuma recién generada es de 0.55 gr/cm³ pero después de ser sometido a la prueba de rolado a 120°C y presión atmosférica durante 18 hrs observamos que su densidad se incrementa hasta 1.01 gr/cm³, lo que nos indica que la espuma comercial es inestable a altas temperaturas, lo que puede generar pérdidas de circulación, pegaduras por presión diferencial y daños a la zona productora.

6.2.2 Potencial de Hidrógeno, pH

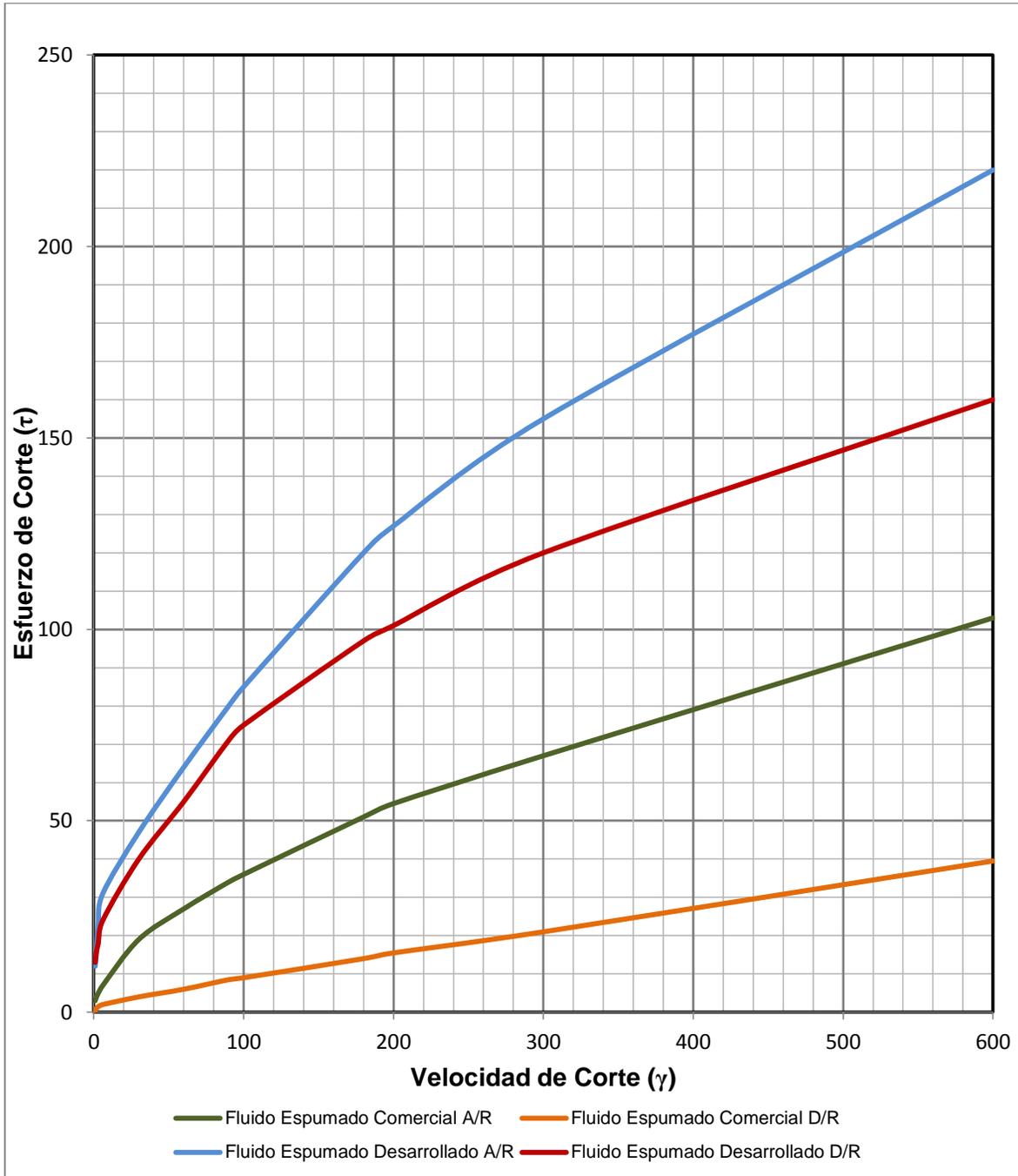
El pH en ambos fluidos espumados, es completamente estable a diferentes temperaturas, ya que no se observa ningún cambio ni antes ni después del rolado.

6.2.3 Viscosidad Marsh

La viscosidad Marsh de los sistemas espumados no fue posible determinarla, ya que como se explico en el capitulo 2 en la figura 2.8, la viscosidad de la espuma se incrementa súbitamente con la calidad de la misma, por lo cual los tiempos de escurrimiento de los sitemas son extremadamente altos.

6.2.4 Reología y Tixotropía

El comportamiento reológico y tixotrópico de cada uno de los fluidos espumados antes y después de la prueba de rolado a 120°C y presión atmosférica durante 18 horas, se presenta en la gráfica 6.2.



Gráfica 6.2 Comportamiento de los Fluidos Espumados antes y después de la prueba de rolado

En la gráfica anterior se demuestra que el comportamiento reológico del fluido espumado desarrollado, antes y después de la prueba de rolado, se comporta como un fluido pseudoplástico a bajas velocidades de corte y como un plástico de Bingham a altas velocidades. Además observamos que aunque su reología disminuye después de someter la espuma desarrollada a altas temperaturas, esta variación no es significativa y esto se debe a que el fluido antes de rolar y después de rolar continúa espumado.

Un dato muy importante es la tixotropía de la espuma desarrollada después del rolado ya que como se observa en la tabla 6.2 el gel es de 19/10 lo que nos indica una disminución de esta propiedad y esto se debe a que como se comentó en el capítulo 5 “Metodología Experimental” uno de los criterios del diseño es que la espuma debe degradarse al salir del pozo mediante el decremento de la temperatura, por lo cual este parámetro indica que en efecto la espuma deja escapar el aire ocluido en el sistema y comienza a volverse líquido a medida que se enfría. Por otra parte la disminución del gel no compromete la suspensión de los recortes ya que a pesar de que el sistema queda completamente líquido aún posee una estructura de gel bastante eficiente.

Por otra parte el fluido espumado comercial presenta un comportamiento pseudoplástico antes de rolar con un índice de comportamiento (n) igual a 0.62, sin embargo después de la prueba de rolado “ n ” aumenta hasta 0.91, lo que nos indica que las propiedades pseudoplásticas del fluido disminuyen y se asemeja más a un fluido Newtoniano, esto se puede corroborar observando la gráfica 6.2, en donde el fluido espumado comercial después de la prueba de rolado es prácticamente una línea recta.

Además también observamos que el sistema comercial después de rolar pierde la capacidad de generar tixotropía o gel, por lo cual la suspensión de recortes cuando el fluido se encuentre en estado estático será deficiente y puede generar diversos problemas operativos.

6.2.5 Interacción Roca-Fluido

Al analizar la muestra del fragmento de núcleo de la formación problemática Paleoceno Inferior, después de interactuar con el fluido espumado comercial durante la prueba de rolado por 18 horas y a 120°C, se observó que la roca se desintegró totalmente, además se observa que la espuma comercial es completamente líquida. Figura 6.1A y B.

CAPÍTULO 6. RESULTADOS

Sin embargo, bajo las mismas condiciones el fluido espumado desarrollado, fue capaz de inhibir el fragmento de núcleo en su totalidad, entrando a la celda de rolado con un peso inicial de 6.47 grs y saliendo con un peso final de 6.40 gr. Por lo cual se puede asumir que el fluido de control desarrollado garantiza la estabilidad del agujero por interacción roca fluido en la zona problemática a condiciones de presión y temperatura del pozo, así mismo se observa que la espuma desarrollada antes y después de rolar continua estable. Ver figuras 6.2A y B.



Figura 6.1A Fragmento de núcleo antes de rolar, en fluido espumado comercial



Figura 6.1B Fragmento de núcleo después de rolar, en fluido espumado comercial



Figura 6.2A Fragmento de núcleo antes de rolar, en fluido espumado desarrollado



Figura 6.2B Fragmento de núcleo después de rolar, en fluido espumado desarrollado

6.2.6 Filtración y enjarre

Como se observa en la figura 6.3, el volumen de filtrado APAT (alta presión y alta temperatura) del fluido espumado evaluado a 100°C y 500 psi de presión durante 7.5 minutos, es equivalente a 10ml (de acuerdo a la norma API 13 B-2, si el tiempo de la prueba es de siete minutos y medio, el resultado debe multiplicarse por 2, sin embargo si la prueba se lleva a cabo durante 30 min, se reporta sin duplicar el valor). En la figura 6.3 se observa que el filtrado líquido es de 5 ml, el resto es una espuma que se generó por el cambio de presión en la prueba, por lo cual no es tomada en cuenta. El volumen del filtrado esta dentro del rango esperado, ya que a pesar de ser un fluido con un bajo contenido de sólidos, la mezcla de polímeros utilizada en la formulación fue completamente eficiente.

Esta prueba fue de gran importancia, ya que como se menciona en el capítulo 4 “Caracterización química y petrofísica de la zona problemática, Paleoceno Inferior”, las arcillas del pozo UNAM-2 ubicadas en el Noroeste del campo Cantarell, presentan microfracturas abiertas por las cuales puede existir una filtración excesiva del lodo de perforación hacia la formación, ocasionando que los esfuerzos en la roca se modifiquen y desestabilizando al agujero. Por lo cual el resultado obtenido se traduce en que en dado caso de que se presentara una presión hidrostática ligeramente por encima de la presión de poro, no existiría gran invasión de líquidos por filtrado hacia la formación.

En este análisis también es importante notar que la estabilidad de la espuma a las condiciones de presión y temperaturas evaluadas, es completamente satisfactoria, ya que como se muestra en la figura 6.4, la espuma se conserva íntegramente.



Figura 6.3 Volumen de filtrado de la prueba APAT.



Figura 6.4 Fluido espumado después de la prueba de filtrado APAT, a 100°C y 500 psi, durante 30 minutos.

Por otra parte esta prueba también nos da información de las características que tendrá el enjarre o película de depósitos sólidos generada por el filtrado de la espuma desarrollada en caso de perforar sobrebalance. En la figura 6.5 observamos que las propiedades del enjarre nos brindaran importantes ventajas operativas, ya que su espesor es menor a un milímetro lo que garantiza que no abra una reducción significativa del diámetro del agujero perforado, es resistente al impacto hidráulico y tiene una fuerte adherencia a las paredes del pozo por lo cual no será erosionado con la circulación del fluido de perforación y ademas tal como se puede observar el enjarre es brillante lo que nos indica que tiene una buena humectación y flexibilidad.



Figura 6.5 Película de depósitos finos y poliméricos generados por el fluido espumado desarrollado, durante la prueba de filtrado a alta presión y alta temperatura

6.2.7 Contenido de sólidos y líquidos

De acuerdo con los datos obtenidos, el contenido de sólidos en el fluido se encuentra entre 0 y 1%, por lo que concluimos que el fluido no ocasionaría problemas de taponamiento de poros, por lo que ayudaría en la disminución de daño a la formación productora.

Asimismo en la figura 6.5, se observa que de los 10 ml de espuma utilizados en la prueba de % liquido y solidos, únicamente se recupero 4 ml de liquido, por lo que se puede concluir que el 60% del fluido espumado desarrollado es aire ocluido en un 40% es liquidos con polímeros y surfactante.

6.2.8 Degradación de la espuma

El tiempo de vida media de la espuma comercial fué de 6:32 hrs, mientras el promedio de vida media de la espuma desarrollada fue de más de 24 horas. Este análisis determinó que en caso de tener que permanecer el fluido espumado en las presas de lodos durante un largo tiempo en estado estático la espuma no se degradaría, por lo que una vez reanudando las operaciones seria completamente bombeable y no habria necesidad de tenerlo que agitar nuevamente.

CAPÍTULO 6. RESULTADOS

6.2.9 Contaminación por crudo

Para este análisis, el fluido espumado desarrollado se contaminó con 10 y 20% de aceite crudo, esto con objeto de determinar si el fluido es estable bajo estas condiciones, ya que como se explico en el capítulo 1 “Análisis de la problemática” la formación Cretácico Superior es una de las zonas productoras de aceite crudo mas importantes del complejo Cantarell, por lo cual el fluido desarrollado tiene que conservar sus propiedades al contacto con el aceite crudo, tal como la generación de gel, índice de comportamiento y consistencia. En la tabla 6.3, se muestran los resultados de esta prueba.

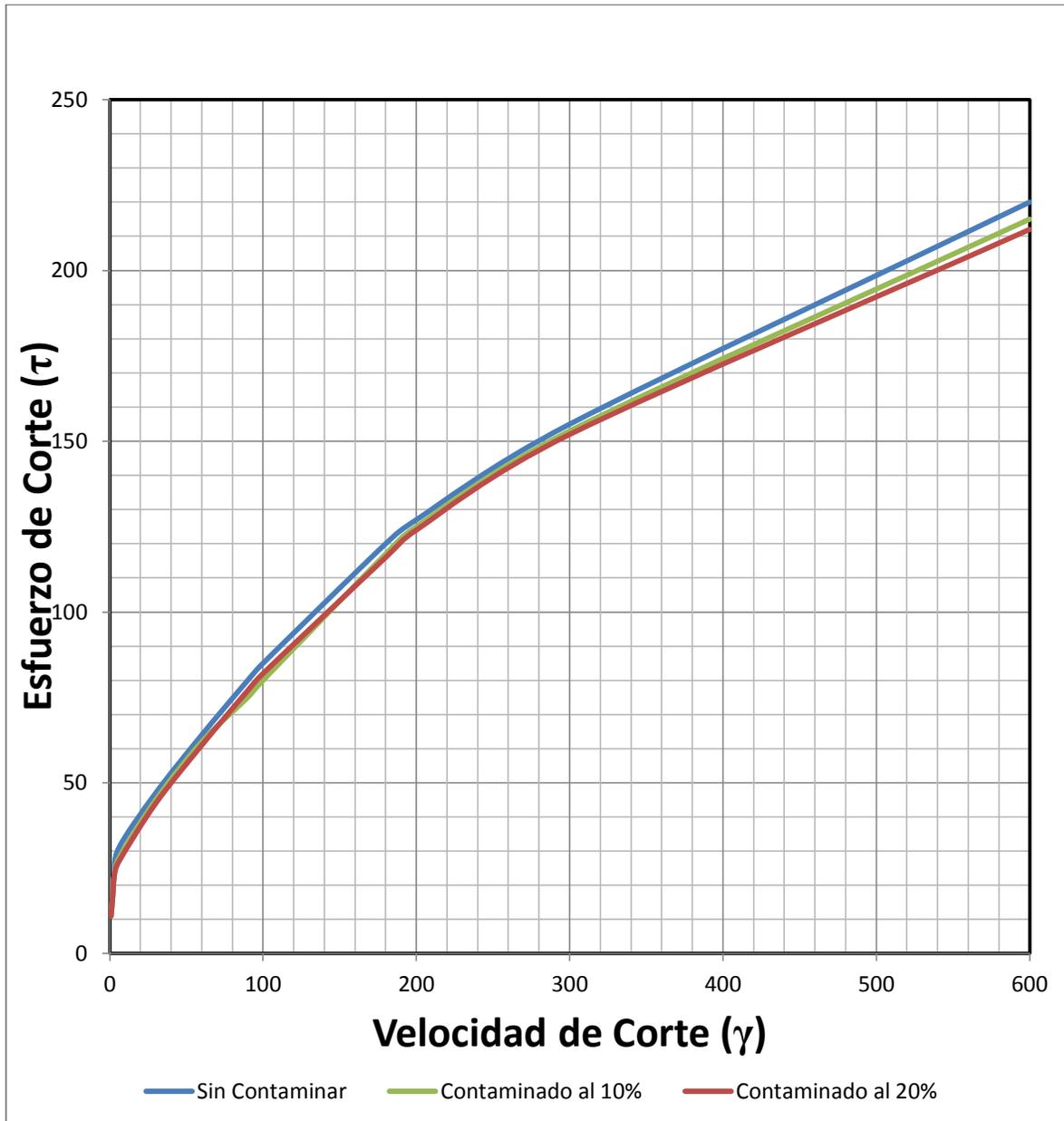
Tabla 6.3 Análisis de las propiedades del fluido espumado desarrollado contaminado con aceite crudo

Reología y Tixotropía	Fluido Espumado Desarrollado			Unidades
	Sin contaminar	Contaminado al 10%	Contaminado al 20%	
Tomadas a 60°C y Presión Atmosférica				
$L_{600}[rpm]$	220	215	212	$Lb_f/100ft^2$
$L_{300}[rpm]$	155	153	152	$Lb_f/100ft^2$
$L_{200}[rpm]$	127	125	124	$Lb_f/100ft^2$
$L_{180}[rpm]$	120	117	116	$Lb_f/100ft^2$
$L_{100}[rpm]$	85	80	82	$Lb_f/100ft^2$
$L_{90}[rpm]$	80	75	77	$Lb_f/100ft^2$
$L_{60}[rpm]$	64	62	61	$Lb_f/100ft^2$
$L_{30}[rpm]$	47	45	44	$Lb_f/100ft^2$
$L_6[rpm]$	31	28	27	$Lb_f/100ft^2$
$L_3[rpm]$	23	23	23	$Lb_f/100ft^2$
$L_{1.8}[rpm]$	16	16	16	$Lb_f/100ft^2$
$L_{0.9}[rpm]$	12	11	11	$Lb_f/100ft^2$
$L_{3\ 10seg}[rpm]$	24	23	23	$Lb_f/100ft^2$
$L_{3\ 10min}[rpm]$	27	27	26	$Lb_f/100ft^2$
V_p	65	62	60	Centipoise
V_a	110	107	106	Centipoise
P_c	90	91	92	$Lb_f/100ft^2$
G	24/27	23/27	23/26	$Lb_f/100ft^2$
Índice de comportamiento (n)	0.50	0.49	0.48	Adimensional
Índice de consistencia (k)	33.98	36.70	39	$dinas * s^n/cm^2$

CAPÍTULO 6. RESULTADOS

En la tabla anterior se observa que no existe una variación significativa en las propiedades reológicas del fluido espumado al ser contaminado con aceite crudo, esto se debe a la presencia de la mezcla de surfactantes en el fluido de perforación, lo que permite que el aceite se integre al sistema sin modificar las características del fluido.

En el reograma 6.3, se comprueba lo explicado anteriormente.



Gráfica 6.3 Comportamiento del Fluido Espumado Desarrollado contaminado con aceite crudo al 10 y 20%

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- El fluido posee las características y propiedades necesarias para poder ser utilizado como una alternativa de solución a la problemática que actualmente existe en la zona marina, ya que posee la capacidad de inhibir arcillas altamente reactivas, gases ácidos divalentes y su baja densidad es capaz de minimizar las pérdidas del fluido a la formación.
- De acuerdo al resultado obtenido en la prueba de interacción roca-fluido con fragmentos de núcleo procedentes de la formación Paleoceno Inferior, el sistema desarrollado presenta capacidad de inhibición de las arcillas predominantes de las formaciones problemáticas.
- El fluido es capaz de inhibir gases ácidos durante las operaciones de perforación, de acuerdo con la reacción de neutralización analizada en el capítulo 5.
- El control de la filtración del fluido espumado desarrollado fue importante, ya que de acuerdo a la caracterización petrofísica de los fragmentos de núcleo del pozo UNAM-2 mostradas en el capítulo cuatro, estas rocas se encuentran microfracturadas por lo que son más inestables y una forma de controlar esta inestabilidad fue mediante el enjarre y la baja filtración del fluido.
- De acuerdo con lo analizado en el capítulo cinco, los métodos de inhibición de arcillas convencionales no fueron efectivos ni compatibles con el sistema, lo que nos llevó a generar una combinación de los tres tipos de métodos de inhibición que generaran una sinergia de los aditivos en el fluido garantizando la estabilidad del fluido en un alto rango de presión y temperatura con capacidad inhibitoria de arcillas altamente reactivas y gases ácidos divalentes.
- El uso de agua de mar como base del fluido de control reduce los costos y los tiempos de espera por agua dulce, diesel y material para generar un fluido de perforación, lo que garantiza la continuidad de las operaciones, optimizando la logística de preparación de fluido.

CONCLUSIONES

- La generación de la espuma en el fluido de perforación es directamente proporcional a la velocidad de corte generada por los agitadores en las presas de lodo e inversamente proporcional al esfuerzo de corte.
- El sistema de fluido puede elaborado de manera convencional “in situ”, lo que genera un ahorro económico por permitir una logística más sencilla.
- El sistema no requiere inyección de nitrógeno ni CO₂ para disminuir la densidad del fluido con lo cual se evita el uso de compresores y equipos especiales para generar espuma.
- La formulación es estable térmicamente en el rango de temperaturas de 20°C a 120°C
- El fluido tiene la capacidad de ser reutilizado debido a que al salir del pozo y estar a temperatura y presión ambiente se degrada la espuma para que por medio de agitación mecánica en la presa de lodos regrese al pozo nuevamente espumado.
- El costo por metro cúbico aproximado del fluido espumado desarrollado es de \$2000 pesos, que en comparación al fluido comercial de baja densidad cuyo costo es de alrededor de \$ 15,000 el metro cúbico, obtenemos un ahorro por concepto de fluido de perforación de \$13,000 por metro cúbico de fluido.*
- Esta propuesta de innovación tecnológica en materia de fluidos de control permite contar con tecnologías propias que disminuyan los costos de operación y abran ventanas para futuras investigaciones.
- De aplicarse esta tecnología en campo y de obtener el éxito esperado podría permitir la disminución de los tiempos de intervención de los pozos de reparación en un 50% lo que implica que los pozos costarían la mitad de lo que actualmente cuestan y se tendría extracción de aceite de manera anticipada, lo que nos daría la oportunidad de realizar el doble de las intervenciones en un tiempo determinado.

RECOMENDACIONES

- Es recomendable simular el comportamiento del fluido reológico-tixotrópico mediante un análisis hidráulico, para evaluar la eficiencia de las propiedades de acarreo y remoción de recortes, en pozos verticales, altamente desviados y horizontales.
- Es recomendable realizar una prueba del fluido espumado desarrollado con equipos reales a escala semi-industrial, con el objetivo de evaluar el comportamiento del sistema en grandes volúmenes.
- Es necesario capacitar al personal involucrado en las operaciones en este tipo de tecnologías, ya que durante el desarrollo del fluido espumado se observó que las formulaciones de este tipo de sistemas son sensibles a las concentraciones de los diferentes aditivos.
- De acuerdo a los resultados observados, la viscosidad de los fluidos espumados es mayor a la de los fluidos comúnmente empleados, por lo cual se recomienda que las bombas y el sistema de agitación de las presas de lodos en los equipos de perforación donde se vaya a emplear un sistema espumado, tengan una alta eficiencia, para garantizar que la generación de espuma sea exitosa y el fluido pueda bombearse al pozo.
- Antes de utilizar este fluido espumado propuesto en este trabajo o cualquier otro fluido de perforación, se recomienda realizar pruebas de compatibilidad con los fluidos del yacimiento para evitar daños por emulsiones.
- Es aconsejable continuar con la experimentación e investigación en materia de fluidos de control para mejorar los sistemas actualmente empleados y adecuar sus propiedades a las necesidades específicas de los campos petroleros de nuestro país.
- Se recomienda que el fluido espumado desarrollado sea utilizado como una alternativa de solución a la problemática actual en la zona marina, ya que las propiedades físico-químicas y reológicas-tixotrópicas del sistema, a escala laboratorio fueron satisfactorias.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Petroleos Mexicanos. 2011. Historia de Petroleos Mexicanos. <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionid=137&catid=12222>. 2012
- [2] Aquino Ángeles J. Francisco. **Monografía petrolera de la zona marina**, 8 de noviembre 1985, reedición agosto 2003.
- [3] Petróleos Mexicanos. Programas de perforación y reparación de pozos petroleros en la zona marina, 2012
- [4] Reportes diarios de operaciones de perforación y reparación de pozos en la zona marina, SIOP. Del año 2008 al 2011.
- [5] Schramm Laurier L. **Emulsions, Foams, and Suspensions**. Fundamentals and Applications. Wiley-VCH. 2005
- [6] Blackwell B.F, Butler Sobolik Keri. An Experimental Investigation of Pressure Drop of Aqueous Foam in Laminar Tube Flow. SAND85-1921, 1987.
- [7] Schramm Laurier L. and Wassmuth Fred. **Foams: Basic Principles**. American Chemical Society, 1994.
- [8] Modulo de Enseñanza de Fenómenos Interfaciales. FORGIARINI, ANA. Mérida-Venezuela: FIRP. Influencia de la Formulación sobre las Espumas. pág. 15, 2003.
- [9] Salager Jean-Louis, et. al. Influencia de la Formulación sobre las Espumas. Laboratorio de Formulación, interfaces, Reología y Procesos. FIRP, 2003.
- [10] Darley H. C. H., Gray George R. **Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids**. 5ta Edición. Gulf Professional Publishing, 1988.
- [11] Miodrag Bogdanovic, Experimental Study of Foam Flow in Horizontal Pipes: Two Flow Regimes and Its Implications. B.S. M.E, University of Belgrade, Serbia, 2000.
- [12] José Miñones Trillo, La interface aire-agua: monocapas de extensión. Santiago de Compostela, 2002.
- [13] Mario Ortega Rodríguez, Comportamiento reológico de disoluciones acuosas de surfactantes comerciales no iónicos. Universidad de Granada, 2009.

BIBLIOGRAFIA

[14] Salager Jean-Louis, et. al. Surfactantes en solución acuosa. Laboratorio de Formulación, interfaces, Reología y Procesos. Mérida-Venezuela: FIRP, 1993.

[15] Méndez Torres César Israel; Paredes Velasco Raúl; Serapio Morales Antonio; **Caracterización Reológica y tixotrópica de un fluido espumado, usado para la perforación de yacimientos naturalmente fracturados y/o depresionados.** Universidad Nacional Autónoma de México, 2012.

[16] Lyons William C. et. al. **Air and Gas Drilling Manual.** Engineering Applications for Water Wells, Monitoring Wells, Mining Boreholes, Geotechnical Boreholes, and Oil and Gas Recovery Wells. 2da edition. MC. Graw Hill. 2001

[17] T. Hanking, et. al. Case History: Breitbrunn- Horizontal Foam Drilling Project in an Environmentally Sensitive Area in Bavaria, Germany. Paper IADC/SPE 35068 presented at the 1996 IADC/SPE Drilling Conference held in New Orleans, Louisiana, 12-15 March 1996.

[18] Backer Hugges. Underbalanced drilling manual. Version 1, 1999.

[19] Abd El Fatah Sharf "Underbalanced drilling of horizontal Gas well, Obaiyed Field Case Study. Badr Petroleum Co. Natural Gas Engineering 2012.

[20] Besoain, Eduardo. "**Mineralogía de arcillas de suelos**" Ediciones Centro Iberoamericano de documentación e información agrícola CIDIA. 1º edición 1985.

[21] Manohar Lal. Shale Stability: Drilling Fluid Interaction and Shale Strength. Paper SPE 54356 presented at the 1999 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Caracas, Venezuela, April 21-23, 1999.

[22] Manual de fluidos de perforación MI, Drilling fluids engineering manual, version 2.0 S, 2001.

[23] Rausseo U. y Carlos M., Pruebas de hinchamiento lineal utilizando el aditivo Z-trol 100 como inhibidor de arcillas en fluidos de perforación, Universidad central de Venezuela, Tesis, 2002.

[24] Ángel Ramírez Montellano, Irma Cisneros Gonzáles, Armando Oloarte Pérez, Carlos Eduardo Montero Catillos, Iram Martínez Sarmiento; **Manual para especialistas en fluidos de control,** PEMEX Exploración y Producción.

[25] Domínguez José M., et. al. Las arcillas: **El barro Noble.** Fondo de Cultura Económica, S.A. DE C.V. 1992.

BIBLIOGRAFIA

- [26] PEMEX, **Un siglo de la Perforación en México, tomo 3** "Fluidos de Control". México.
- [27] Navarro García Gines. **Química Agrícola**. Mundi- Prensa.2da Edición. 2003.
- [28] <http://www.docstoc.com/docs/114549120/Presentaci%EF%BF%BDn-de-PowerPoint>. 2012.
- [29] Mercedes Suárez Barrios, Universidad de Salamca; Emilia García Romero, Universidad Complutense (Madrid), Apuntes, Las arcillas: propiedades y usos, www.uclm.es/users/higueras/yymm/arcillas.htm. 2002.
- [30] Van Oort Eric, et. al. Transport in Shales and the Design of Improved Water-Based Shale Drilling Fluids. Paper SPE 28309 presented at the 1996 SPE Drilling & Completion.
- [31] Van Oort Eric. A novel technique for the investigation of drilling fluid induced borehole instability in shales. Paper SPE 28064 presented at the 1994 SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering Conference held in Delft, The Netherlands, August 29-31, 1994.
- [32] Talal M. Al-Bazail, et. al. An Experimental Investigation on the Impact of Capillary Pressure, Diffusion Osmosis, and Chemical Osmosis on the Stability and Reservoir Hydrocarbon Capacity of Shales. Paper SPE 121451 presented at the 2009 SPE Offshore Europe Oil & Gas Conference & Exhibition held in Aberdeen, UK, September 8-11, 2009.
- [33] Villarreal Sánchez Raúl; **Desarrollo y Análisis técnico de un nuevo fluido de perforación base agua de mar**. Universidad Nacional Autónoma de México, 2009.
- [34] Z. Chen, R. M. Ahmed, et. al. Rheology and Hidraulics of Polymer (HEC) Based Drilling Foams at Ambient Temperature Conditions. Paper SPE 94273 presented at the 2005 SPE Production and Operations Symposium held in Oklahoma City,OK,U.S.A., April 17-19,2005.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1.-	Ubicación del Campo Cantarell	1
Figura 1.2.-	Columna estratigráfica tipo de Cantarell	2
Figura 1.3.-	Arreglo geométrico convencional de pozos de perforación	7
Figura 1.4.-	Arreglo geométrico convencional de pozos de reparación	9
Figura 2.1.-	Estructura de una espuma	23
Figura 2.2.-	Segregación de las burbujas y drenaje del líquido en la espuma húmeda	27
Figura 2.3.-	Succión capilar del líquido del centro de la película hasta los bordes de Plateau	28
Figura 2.4.-	Difusión gaseosa intra-burbuja	28
Figura 2.5.-	Aspectos de la evolución de una espuma por difusión gaseosa intra-burbuja	29
Figura 2.6.-	Instrumentos típicos usados en pruebas dinámicas para espumas en el cual la espuma es generada por flujo de gas a través de un difusor.	31
Figura 2.7.-	Prueba Ross-Hiles	31
Figura 2.8.-	Efecto de la calidad de la espuma en la viscosidad de la espuma	33
Figura 2.9.-	Efecto de la calidad de la espuma en el esfuerzo cedente de la espuma.	34
Figura 2.10.-	Esfuerzo de corte aplicado a una espuma causa distorsión	35
Figura 2.11.-	Fuerzas intermoleculares resultantes en la interfaz y en el seno del líquido	37
Figura 2.12.-	Desplazamiento de la película como consecuencia de la tensión superficial	38
Figura 2.13.-	Estructura de un tensoactivo Catiónico	45
Figura 2.14.-	Esquema de la formación de una burbuja	46
Figura 2.15.-	Concentración Micelar Crítica, Disminución de la espumabilidad	46
Figura 2.16.-	Diferenciales de presión entre burbuja-burbuja	47
Figura 2.17.-	Diferenciales de presión a través de las lamelas de una espuma	48
Figura 2.18.-	Efecto Gibbs-Marangoni	50
Figura 2.19.-	Equipo empleado para la perforación con espuma	52
Figura 2.20.-	Booster Empleado en Operaciones de Perforación con espuma	53
Figura 2.21.-	Generador de Nitrógeno	54
Figura 2.22.-	Separador de cuatro fases	57
Figura 3.1.-	Estructura fundamental de las arcillas, tetraedro regular	63
Figura 3.2.-	Hoja de tetraedros	63

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.3.-	La esfera oscura se encuentra en posición octaédrica	64
Figura 3.4.-	Representación espacial de un octaedro	65
Figura 3.5.-	Unión de varios octaedros compartiendo aristas de sus estructuras	65
Figura 3.6A y 3.6B.-	Estructura de la gibbsita, $\text{Al}(\text{OH})_3$. Las esferas negras son átomos de Al.	66
Figura 3.7A.-	Mineral de arcilla con capas en relación 1:1	67
Figura 3.7B.-	Mineral de arcilla con capas en relación 2:1	67
Figura 3.8.-	Diagrama de la estructura de la caolinita	71
Figura 3.9.-	Microfotografías de minerales de caolinita	72
Figura 3.10.-	Estructura de la esmectita	73
Figura 3.11.-	Sustitución de Al^{3+} por Mg^{2+} causando una partícula cargada negativamente	74
Figura 3.12.-	Hidratación de la montmorillonita Cálcica vs Sódica	75
Figura 3.13.-	Microfotografía de la esmectita o montmorillonita	77
Figura 3.14A.-	Mineral Muscovita	78
Figura 3.14B.-	Mineral Biotita	78
Figura 3.15.-	Estructura de la Mica	79
Figura 3.16.-	Microfotografías de la Mica	80
Figura 3.17.-	Estructura química de las Illitas	81
Figura 3.18.-	Grosor de la capa unitaria de la Illita	81
Figura 3.19.-	Esquema de la alteración de un mineral micáceo a vermiculita. Se produce un cambio continuo de electrones K por Mg o por Al	83
Figura 3.20.-	Microfotografías de las Illita	85
Figura 3.21.-	Estructura química de la clorita	86
Figura 3.22.-	Mineral clorita en forma de roseta	87
Figura 4.1.-	Ubicación de pozos en el mapa del campo Cantarell	95
Figura 4.2.-	Esquema del análisis de capacidad de intercambio catiónico	100
Figura 4.3A.-	Muestra del pozo UNAM-1 vista con Microscopio electrónico con aumento de $20\mu\text{m}$	103
Figura 4.3B.-	Muestra del pozo UNAM-1 vista con Microscopio electrónico con aumento de $200\mu\text{m}$	103
Figura 4.4A.-	Lámina delgada del pozo UNAM-1 vista con microscopio petrográfico con aumento de 1 mm	104
Figura 4.4B.-	Lámina delgada del pozo UNAM-2 vista con microscopio petrográfico con aumento de 0.2 mm	105

LISTA DE FIGURAS

Figura 4.5A.-	Muestra del pozo UNAM-2 vista con microscopio electrónico con aumento de 20 μ m	108
Figura 4.5B.-	Muestra del pozo UNAM-2 vista con microscopio electrónico con aumento de 200 μ m	108
Figura 4.6A.-	Lámina delgada del pozo UNAM-2 vista con microscopio petrográfico con aumento de 1 mm	109
Figura 4.6B.-	Lámina delgada del pozo UNAM-2 vista con microscopio petrográfico con aumento de 0.2 mm	109
Figura 4.7A.-	Muestra del pozo UNAM-3 vista con microscopio electrónico con aumento de 200 μ m	112
Figura 4.7B.-	Muestra del pozo UNAM-3 vista con microscopio electrónico con aumento de 20 μ m	112
Figura 4.8A.-	Lámina delgada del pozo UNAM-3 vista con microscopio petrográfico con aumento de 1 mm	113
Figura 4.8B.-	Lámina delgada del pozo UNAM-3 vista con microscopio petrográfico con aumento de 0.2 mm	113
Figura 4.9A.-	Muestra del pozo UNAM-4 vista con microscopio electrónico con aumento de 200 μ m	116
Figura 4.9B.-	Muestra del pozo UNAM-4 vista con microscopio electrónico con aumento de 20 μ m	116
Figura 4.10A.-	Lámina delgada del pozo UNAM-4 vista con microscopio petrográfico con aumento de 1 mm	117
Figura 4.10B.-	Lámina delgada del pozo UNAM-4 vista con microscopio petrográfico con aumento de 0.2 mm	117
Figura 5.1.-	Diagrama de la metodología usada para la elaboración del fluido	120
Figura 5.2.-	Comparación del comportamiento de la bentonita	123
Figura 5.3.-	Mezcla de agua de mar con EDTA, TPFS y bentonita, después de tres minutos de reposo	124
Figura 5.4A.-	Mezcla al 3% de agua dulce con goma Xantana	125
Figura 5.4B.-	Mezcla al 3% de agua de mar con goma Xantana	125
Figura 5.5A.-	Mezcla al 3% de agua dulce con CMC	125
Figura 5.5B.-	Mezcla al 3% de agua de mar con CMC	125
Figura 5.6A.-	Mezcla al 3% de agua dulce con PAC	126
Figura 5.6B.-	Mezcla al 3% de agua de mar con PAC	126
Figura 5.7A.-	Mezcla de agua de mar, Goma Xantana, CaCl ₂ , HCl y Ca (OH) ₂ sin dispersante	127
Figura 5.7B.-	Mezcla de agua de mar, Goma Xantana, CaCl ₂ , HCl y Ca (OH) ₂ con dispersante	127
Figura 5.8.-	Fluido base con surfactante y agitación mecánica	128
Figura 5.9A.-	Fluido recién espumado	129
Figura 5.9B.-	Fluido espumado después de 15 minutos de reposo	129
Figura 5.9C.-	Fluido espumado después de 35 minutos de reposo	130

LISTA DE FIGURAS

Figura 5.9D.-	Fluido espumado después de 60 minutos de reposo	130
Figura 5.10.-	Fluidos espumados con baja estabilidad a presión y temperatura ambiente	131
Figura 5.11A.-	Fragmento de núcleo de la formación Paleoceno Inferior en seno de propilenglicol	132
Figura 5.11B.-	Fragmento de núcleo de la formación Paleoceno Inferior en seno de trietanolamina	132
Figura 5.12.-	Equipo de rolado con celdas de acero selladas herméticamente	133
Figura 5.13.-	Balanza de lodos	134
Figura 5.14.-	Balanza de precisión y probeta graduada	134
Figura 5.15.-	Medición del pH con tiras de papel indicador	135
Figura 5.16.-	Esquema del embudo Marsh	136
Figura 5.17.-	Viscosímetro rotacional Fann 35-A	137
Figura 5.18.-	Modelos reológicos	137
Figura 5.19.	Comportamiento reológico a partir de la constante n	140
Figura 5.20.-	Comportamiento del flujo en tubería en régimen laminar a partir de la constante n.	140
Figura 5.21.-	Prueba de interacción roca-fluido en estado dinámico	145
Figura 5.22.-	Equipo filtro prensa de alta presión y alta temperatura	146
Figura 5.23.-	Retorta	146
Figura 5.24.-	Contaminación por crudo	142
Figura 6.1A.-	Fragmento de núcleo antes de rolar en fluido espumado comercial	157
Figura 6.1B.-	Fragmento de núcleo después de rolar en fluido espumado comercial	157
Figura 6.2A.-	Fragmento de núcleo antes de rolar en fluido espumado desarrollado	157
Figura 6.2B.-	Fragmento de núcleo después de rolar en fluido espumado desarrollado	157
Figura 6.3.-	Volumen de filtrado de la prueba APAT	158
Figura 6.4.-	Fluido espumado después de la prueba de filtrado APAT, a 100°C y 500psi, durante 30 minutos	158
Figura 6.5.-	Película de depósitos finos y poliméricos generados por el fluido espumado desarrollado, durante la prueba de filtrado a alta presión y alta temperatura	159

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1.-	Tiempos No productivos en pozos de reparación en el año 2008	12
Tabla 1.2.-	Tiempos No productivos en pozos de reparación en el año 2009	13
Tabla 1.3.-	Tiempos No productivos en pozos de reparación en el año 2010	16
Tabla 1.4.-	Tiempos No productivos en pozos de reparación en el año 2011	19
Tabla 1.5.-	Análisis del impacto económico de la problemática	22
Tabla 2.1.-	Valores de tensión superficial e interfacial de sustancias comunes	42
Tabla 3.1.-	Clasificación de las arcillas en función a su estructura	70
Tabla 3.2.-	Balance Iónico de la Esmeclita	74
Tabla 3.3.-	Radios iónicos y radios de hidratación de los cationes comunes	76
Tabla 3.4.-	Capacidad e intercambio catiónico de las arcillas	90
Tabla 4.1.-	Mineralogía total determinada por difracción de rayos X del pozo UNAM-1	101
Tabla 4.2.-	Discretización de la abundancia de los minerales arcillosos del pozo UNAM-1	102
Tabla 4.3.-	Mineralogía total determinada por difracción de rayos X del pozo UNAM-2	106
Tabla 4.4.-	Discretización de la abundancia de los minerales arcillosos del pozo UNAM-2	106
Tabla 4.5.-	Mineralogía total determinada por difracción de rayos X del pozo UNAM-3	110
Tabla 4.6.-	Discretización de la abundancia de los minerales arcillosos del pozo UNAM-3	111
Tabla 4.7.-	Mineralogía total determinada por difracción de rayos X del pozo UNAM-4	114
Tabla 4.8.-	Discretización de la abundancia de los minerales arcillosos del pozo UNAM-4	115
Tabla 4.9.-	Análisis comparativo de contenido mineralógico total de los pozos analizados	118
Tabla 4.10.-	Análisis comparativo de la discretización de la abundancia de los minerales arcillosos de los pozos analizados	119
Tabla 5.1.-	Criterios del diseño	121
Tabla 5.2.-	Comparación de la composición química del agua dulce Vs agua de mar	122
Tabla 6.1.-	Tabla 6.1.- Análisis comparativo de las propiedades de los fluidos base	149
Tabla 6.2.-	Análisis comparativo de las propiedades de los fluidos espumados	153
Tabla 6.3.-	Análisis de las propiedades del fluido espumado desarrollado contaminado con aceite crudo	161

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1.1.-	Porcentajes de NPT por causa del fluido de perforación, año 2008	13
Gráfica 1.2.-	Porcentajes de NPT por causa del fluido de perforación, año 2009	16
Gráfica 1.3.-	Porcentajes de NPT por causa del fluido de perforación, año 2010	18
Gráfica 1.4.-	Porcentajes de NPT por causa del fluido de perforación, año 2011	21
Gráfica 4.1.-	Contenido total de los minerales presentes en la muestra del pozo UNAM-1	102
Gráfica 4.2.-	Contenido total de los minerales presentes en la muestra del pozo UNAM-2	107
Gráfica 4.3.-	Contenido total de los minerales presentes en la muestra del pozo UNAM-3	111
Gráfica 4.4.-	Contenido total de los minerales presentes en la muestra del pozo UNAM-4	115
Gráfica 5.1.-	Comportamiento típico de un fluido de perforación	141
Gráfica 5.2.-	Comportamiento típico de un fluido de perforación en escala logarítmica	142
Gráfica 6.1.-	Comportamiento de los fluidos base antes y después de la prueba de rolado	151
Gráfica 6.2.-	Comportamiento de los fluidos espumados antes y después de la prueba de rolado	155
Gráfica 6.3.-	Gráfica 6.3.- Comportamiento del fluido espumado desarrollado contaminado con aceite crudo al 10 y 20%	162