



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Fluidos de Perforación Base
Acuosa Para Intervenir
Formaciones Carbonatadas
Altamente Fracturadas**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Cristian Joshue Neyra Ramírez

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Rubén Miranda Arias



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2022



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.

Este proyecto ha sido logrado gracias a la Quim. Rosa de Jesús Hernández Álvarez, ya que participó a lo largo de todo el proceso de investigación y experimentación, brindando sus conocimientos para el exitoso desarrollo de este.



AGRADECIMIENTOS

Mi más profundo agradecimiento a la Quim. Rosa de Jesús Hernández Álvarez, por compartirme sus conocimientos, los cuales, hoy hacen posible la culminación de este proyecto, por estar siempre presente en gran parte de mi trayectoria académica e inculcarme el gusto por la investigación y el desarrollo de la tecnología.

Así mismo, un sincero agradecimiento a mi director de tesis, el Ing. Rubén Miranda Arias, quién siempre estuvo presente a lo largo del desarrollo de este proyecto, gracias por sus aportes y consejos cuando más los necesité.

A mis padres y a mi hermano, ustedes siempre han sido el motor que impulsa mis sueños y esperanzas, quienes siempre estuvieron conmigo en las noches más largas de estudio y nunca dejaron de creer en mí. Gracias por enseñarme a no rendirme, hoy, cuando concluyo mis estudios, les dedico a ustedes este logro, como una meta más conquistada. Orgullosos un día estarán de mí, y hoy es ese día, los amo.

A mis amigos y compañeros de viaje, Aurora Pablo, Fernando Macedo, Marco García, Rodrigo Hernández y Luis Morales, por estar siempre conmigo a lo largo de esta hermosa carrera de ingeniería y formar parte de mi vida, sólo ustedes saben cuantos momentos pasamos juntos apoyándonos el uno al otro para salir adelante y hoy, alegremente, los puedo llamar ingenieros.

A todos, muchas gracias.

INDICE

<i>LISTA DE FIGURAS</i>	I
<i>LISTA DE TABLAS</i>	III
<i>LISTA DE GRÁFICAS</i>	IV
<i>RESUMEN</i>	V
<i>INTRODUCCIÓN</i>	VI
<i>CAPÍTULO 1. Introducción al conocimiento de los Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados.</i>	1
1.1 Carbonatos	1
1.2 Definición y Composición	1
1.3 Importancia de los YCNF en México y en el Mundo	1
1.4 Clasificación	2
1.5 Clasificación de las Fracturas	3
1.5.1 Clasificación Genérica de las Fracturas Experimentales	4
1.5.1.1 Fracturas de Extensión	4
1.5.1.2 Fracturas de Cizalla	5
1.5.1.3 Fracturas de Tensión	5
1.5.2 Clasificación de la Ocurrencia de las Fracturas Naturales	6
1.5.2.1 Fracturas Tectónicas	6
1.5.2.2 Fracturas Regionales	7
1.5.2.3 Fracturas Contraccionales	7
1.5.2.4 Fracturas Relacionadas a la Superficie	8
<i>CAPÍTULO 2. Propiedades Petrofísicas</i>	9
2.1 Porosidad	9
2.1.1 Porosidad Intergranular	10
2.1.2 Porosidad Vúgular	10
2.1.3 Porosidad por Fractura	10
2.2 Permeabilidad	10
2.2.1 Permeabilidad de Vúgulos en Disolución	11
2.2.2 Permeabilidad de la Fractura	12
2.2.3 Permeabilidad del sistema Matriz- Fractura.	13
2.3 Compresibilidad	13
2.4 Presión Capilar	15

2.5	<i>Mojabilidad</i>	16
CAPÍTULO 3. Fluidos de baja densidad base acuosa		17
3.1	<i>Espumas</i>	17
3.2	<i>Tipos de Espumas</i>	18
3.3	<i>Propiedades de una Espuma</i>	19
3.3.1	<i>Densidad</i>	19
3.3.2	<i>Viscosidad</i>	20
3.3.3	<i>Reología</i>	22
3.4	Fenómenos Superficiales e interfaciales	24
3.4.1	<i>Tensión Superficial</i>	24
3.4.2	<i>Surfactantes</i>	24
3.4.2.1	<i>Tipos de Tensoactivos</i>	26
3.4.2.1.1	Tensoactivos Aniónicos	26
3.4.2.1.2	<i>Tensoactivos Catiónicos</i>	27
3.4.2.1.3	Tensoactivos Anfotéricos	27
3.4.2.1.4	<i>Tensoactivos No Iónicos</i>	27
3.5	<i>Estabilidad de una Espuma</i>	27
3.5.1	<i>Prueba Dinámica de Espuma</i>	28
3.5.2	<i>Prueba Estática de Espuma</i>	29
3.6	Medición de la Tensión Interfacial	30
3.6.1	Métodos Basados en la Medición de una Fuerza	30
3.6.1.1	Método de la Placa o Método de Willhelmy	30
3.6.1.2	Método del Anillo o Método de Nouvy	32
3.6.2	Métodos Basados Sobre la Medición de Presión	35
3.6.2.1	Método de la Elevación Capilar	35
3.6.2.2	Método de Presión de Burbuja	36
3.6.3	Métodos Basados en las Medidas Geométricas o Deformación de una Interface en un Campo Gravitacional	37
3.6.3.1	Método de Gota Pendiente	37
3.6.3.2	Método de Gota Colocada	38
3.6.3.3	Método de Gota Giratoria	39
CAPÍTULO 4. Desarrollo experimental		40
4.1	Elaboración del Fluido de Control a Base de Microburbujas	41

4.2	Pruebas Experimentales	41
4.2.1	Densidad del Fluido	41
4.2.2	Potencial de Hidrógeno pH	43
4.2.3	Reología y Tixotropía	44
4.2.4	Viscosidad Cinemática Marsh	50
4.2.5	Filtración y Enjarre	52
4.2.6	Rolado	54
4.2.7	Tensión Superficial	56
4.2.8	Estabilidad de las Burbujas	58
	<i>CAPÍTULO 5. Análisis de las Pruebas Experimentales</i>	59
5.1	Densidad del Fluido	59
5.2	Potencial de Hidrógeno pH	60
5.3	Reología y Tixotropía	60
5.4	Viscosidad Cinematica Marsh	68
5.5	Filtración y Enjarre	68
5.6	Rolado	68
5.7	Tensión Superficial	69
5.8	Estabilidad de las Burbujas	70
	<i>CONCLUSIONES</i>	71
	<i>RECOMENDACIONES</i>	72
	<i>BIBLIOGRAFÍA</i>	73

Lista de Figuras

<i>Figura 1.-</i> Distribución de los yacimientos naturalmente fracturados en el mundo.	VII
<i>Figura 2.-</i> Fósil carbonatado.....	VIII
<i>Figura 1.1.-</i> Distribución de los recursos prospectivos en México.....	2
<i>Figura 1.2.-</i> Clasificación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados.....	2
<i>Figura 1.3.- Planos de fractura obtenidos en pruebas de compresión en laboratorio.....</i>	5
<i>Figura 1.4.-</i> Tipos de esfuerzos y estructuras resultantes.....	6
<i>Figura 2.1.-</i> Dirección de flujo en la permeabilidad de la fractura.	13
<i>Figura 2.2.-</i> Correlación de Van Der Knaap.....	15
<i>Figura 3.1.-</i> Estructura fisicoquímica de la espuma.....	18
<i>Figura 3.2.-</i> Distribución de la cantidad de líquido en la formación de espumas húmedas y secas..	10
<i>Figura 3.3.-</i> Efecto de la calidad de la espuma en la viscosidad de la espuma.....	21
<i>Figura 3.4.-</i> Efecto de la calidad de la espuma en el esfuerzo cedente de la espuma.....	21
<i>Figura 3.5.-</i> Esfuerzo de Corte Aplicado a una Espuma Causa Distorsión (cuadros 2 – 4) y Eventualmente el flujo una vez que el esfuerzo cedente es excedido.....	23
<i>Figura 3.6.-</i> Prueba dinámica de espuma.....	28
<i>Figura 3.7.-</i> Prueba estática de espuma.....	29
<i>Figura 3.8.-</i> Método de placa (Willhelmy).....	31
<i>Figura 3.9.-</i> Diagrama de cuerpo libre de la placa.....	31
<i>Figura 3.10.-</i> Dimensionamiento del método del anillo.....	32
<i>Figura 3.11.-</i> Variación de la dirección de la fuerza de tensión a medida que se extrae el anillo del líquido.....	33
<i>Figura 3.12.-</i> Efecto hidrostático por colgamiento del líquido.....	33
<i>Figura 3.13.-</i> Serie de mediciones hasta alcanzar el equilibrio.....	34
<i>Figura 3.14.-</i> Distribución del líquido por ascenso capilar.....	35
<i>Figura 3.15.-</i> Sistema del método de presión de burbuja.....	36
<i>Figura 3.16.-</i> Distribución de diámetros en gota pendiente.....	37
<i>Figura 3.17.-</i> Distribución de la geometría de la gota en el método de gota colocada.....	38
<i>Figura 3.18.-</i> Distribución de la geometría en el método de gota giratoria.....	39
<i>Figura 4.1.-</i> Fluido a base de microburbujas.....	40
<i>Figura 4.2.-</i> Balanza de lodos.....	42
<i>Figura 4.3.-</i> Medición de la densidad.....	43
<i>Figura 4.4.-</i> Medidor de pH electrónico usado en la medición	44

<i>Figura 4.5.-</i> Viscosímetro rotacional Fann 35.....	46
<i>Figura 4.6.-</i> Medición de la viscosidad cinemática Marsh.....	52
<i>Figura 4.7.-</i> Filtro prensa.....	53
<i>Figura 4.8.-</i> Enjarre	54
<i>Figura 4.9.-</i> Cápsula de prueba de rolado.	55
<i>Figura 4.10.-</i> Tensiómetro Fisher Modelo 20.....	58

Lista de Tablas

Tabla 1.1.- Clasificación de las Fracturas Naturales y Experimentales.....	4
Tabla 2.1.- Sistemas de aplicación de los surfactantes	25
Tabla 2.2.- Grupos de Surfactantes y ejemplos	26
Tabla 4.1.- Concentración de aditivos	41
Tabla 4.2.- Densidad de los fluidos de control en [g/cm ³] a diferentes temperaturas	42
Tabla 4.3.- Valores de pH de los fluidos de control.....	43
Tabla 4.4.- Lecturas de lodo bentonítico al 6% a diferentes temperaturas.....	45
Tabla 4.5.- Lecturas de lodo bentonítico al 8% a diferentes temperaturas	46
Tabla 4.6.- Lecturas de lodo bentonítico al 10% a diferentes temperaturas.....	47
Tabla 4.7.- Lecturas de fluido de control sin microburbujas a diferentes temperaturas	48
Tabla 4.8.- Lecturas de fluido de control con microburbujas a diferentes temperaturas	49
Tabla 4.9.- Tiempo de escurrimiento en los sistemas analizados	51
Tabla 4.10.- Volumen de filtrado en los sistemas analizados	52
Tabla 4.11.- Espesor del enjarre de los sistemas analizados	53
Tabla 4.12.- Lecturas del fluido de control con microburbujas en la prueba de rolado	55
Tabla 4.13.- Tensión superficial de los sistemas analizados.....	57
Tabla 5.1.- Densidad en [g/cm ³] del fluido a base de microburbujas	59
Tabla 5.2.- pH de los fluidos a base de microburbujas.....	60
Tabla 5.3.- Parámetros comparativos reológico - tixotrópicos de lodo al 6% y fluido sin microburbujas	62
Tabla 5.4.- Parámetros comparativos reológico - tixotrópicos de lodo al 6% y fluido con microburbujas	63
Tabla 5.5.- Parámetros comparativos reológico - tixotrópicos de lodo al 8% y fluido sin microburbujas	64
Tabla 5.6.- Parámetros comparativos reológico - tixotrópicos de lodo al 8% y fluido con microburbujas	65
Tabla 5.7.- Parámetros comparativos reológico - tixotrópicos de lodo al 10% y fluido sin microburbujas	66
Tabla 5.8.- Parámetros comparativos reológico - tixotrópicos de lodo al 10% y fluido con microburbujas	67
Tabla 5.9.- Parámetros comparativos reológico - tixotrópicos del fluido con y sin microburbujas...	68

Lista de Gráficas

<i>Gráfica 4.1.</i> - Reograma de lodo al 6% a diferentes temperaturas.....	46
<i>Gráfica 4.2.</i> - Reograma de lodo al 8% a diferentes temperaturas	47
<i>Gráfica 4.3.</i> - Reograma de lodo al 10% a diferentes temperaturas	48
<i>Gráfica 4.4.</i> - Reograma fluido de control sin microburbujas a diferentes temperaturas	49
<i>Gráfica 4.5.</i> - Reograma fluido de control con microburbujas a diferentes temperaturas	50
<i>Gráfica 4.6.</i> - Reograma del fluido de control con microburbujas durante la prueba de rolado.....	55
<i>Gráfica 5.1.</i> - Reograma comparativo de lodo al 6% y fluido sin microburbujas a diferentes temperaturas	61
<i>Gráfica 5.2.</i> - Reograma comparativo de lodo al 6% y fluido con microburbujas a diferentes temperaturas	62
<i>Gráfica 5.3.</i> - Reograma comparativo de lodo al 8% y fluido sin microburbujas a diferentes temperaturas	63
<i>Gráfica 5.4.</i> - Reograma comparativo de lodo al 8% y fluido con microburbujas a diferentes temperaturas	64
<i>Gráfica 5.5.</i> - Reograma comparativo de lodo al 10% y fluido sin microburbujas a diferentes temperaturas	65
<i>Gráfica 5.6.</i> - Reograma comparativo de lodo al 10% y fluido con microburbujas a diferentes temperaturas	66
<i>Gráfica 5.7.</i> - Reograma comparativo del fluido con y sin microburbujas a diferentes temperaturas.....	67

Resumen

El presente trabajo de carácter teórico experimental, tiene como finalidad, el desarrollo de un fluido de perforación base acuosa de baja densidad a base de microburbujas que pueda ser usado en formaciones carbonatadas altamente fracturadas y/o depresionadas, que generalmente son intervenidas con espumas generadas mediante compresores de aire que dificultan los procesos de bombeo y la recirculación del fluido debido a su alta inestabilidad.

Por este motivo se analizó la posibilidad de no generar espumas mediante el uso de compresores, sino empleando el sistema de rotación y el desplazamiento del sistema al espacio anular por medio de las toberas, generando un fluido de perforación a base de microburbujas, en el cual, por efectos de las diferenciales de presión, al llegar a la superficie las microburbujas colapsan generando de nuevo un sistema líquido apto para generar de nuevo las microburbujas que se generaran nuevamente por el sistema ya mencionado

El trabajo consta de cinco capítulos divididos en tres teóricos y dos experimentales donde se demuestran las propiedades reológico tixotrópicas y densificantes del sistema.

El capítulo 1 consta de una breve introducción al conocimiento y problemática de los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.

En el capítulo 2 se analizan las propiedades petrofísicas presentes en este tipo de yacimientos y se describe cómo es que estas afectan a la producción de aceite y gas.

En el capítulo 3 se describe el comportamiento reológico y tixotrópico de los fluidos de perforación a base de espuma.

El capítulo 4 se presenta el desarrollo experimental que se llevó a cabo para la obtención del fluido de perforación a base de microburbujas.

En el capítulo 5 se presentan los resultados obtenidos de las pruebas experimentales, en donde se modela su comportamiento mediante el modelo reológico plástico de Bingham para su aplicación en campo.

Introducción

Este trabajo de innovación tecnológica está basado en aspectos teóricos y experimentales a escala laboratorio, tiene como fin el poder intervenir de manera exitosa formaciones carbonatas altamente fracturadas y/o depresionadas en México y en el mundo por medio de un fluido a base de microburbujas que presenta mayor estabilidad a comparación de fluidos a base de espumas que requieren de compresores, pero que no se pueden volver a circular, como es la finalidad de este trabajo experimental de poder volver a recircularlo usando el sistema de perforación tradicional.

Lo cual no se ha logrado con fluidos de perforación tradicionales como las espumas debido al tamaño de las burbujas y su poca estabilidad

La importancia de los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados en México radica en el hecho de que, alrededor del 80% de la producción de hidrocarburos proviene de este tipo de yacimientos. Asimismo, se estima que más del 60% de las reservas de petróleo del mundo y un 40% de las reservas mundiales de gas residen en los yacimientos de geología carbonatada.

Este tipo de yacimientos, por su compleja estructura geológica, presentan un amplio rango de propiedades estructurales, las cuales se ven reflejadas en la producción de hidrocarburos, ya que, en la mayoría de los casos, la producción en este tipo de yacimientos tiende a declinar rápidamente luego de un breve periodo de explotación; por lo tanto, la necesidad de conocer sus características estáticas y dinámicas que permitan diseñar escenarios de explotación viables es de vital importancia.

Tomando lo anterior como premisa, los fluidos de perforación toman una gran importancia, ya que, la perforación de pozos en formaciones carbonatas altamente fracturadas trae consigo múltiples problemas; desde pérdida de circulación, atrapamiento de la sarta de perforación, daño a la formación causada por el fluido de perforación, entre otros. Por lo tanto, el óptimo diseño de un fluido o lodo de perforación debe de ser tomado en cuenta desde el punto de inicio del desarrollo integral del yacimiento.

En los últimos años, la demanda de energía se ha incrementado. Actualmente, más del 85% del consumo energético mundial se satisface con los combustibles fósiles y el anuario "World Energy Outlook" indica que la demanda de energía podría aumentar en un 53% entre este año y el 2030.

Esto significa que la industria petrolera tendrá que incrementar significativamente los factores de recuperación de todos los tipos de yacimientos. Este incremento del desempeño puede acelerarse al mismo tiempo que se reduce el riesgo técnico.

Sobre la base de las estadísticas que figuran a continuación, resulta claro que la importancia relativa de los yacimientos carbonatados, comparados con otros tipos de yacimientos, aumentará de manera asombrosa durante la primera mitad del siglo XXI. Por consiguiente, la misma tendencia experimentará el valor de este mercado para las compañías de servicios de la industria petrolera.

Más del 60% de las reservas de petróleo del mundo y un 40% de las reservas mundiales de gas residen en los carbonatos.

- El Medio Oriente posee el 62% de las reservas de petróleo convencionales comprobadas del mundo; aproximadamente el 70% de estas reservas se aloja en los yacimientos carbonatados.
- El Medio Oriente posee además el 40% de las reservas probadas de gas del mundo; el 90% de estas reservas de gas se encuentra alojado en los yacimientos carbonatados. El factor de recuperación promedio; es decir, la relación entre el petróleo recuperable y el volumen de petróleo originalmente en sitio, para todos los yacimientos es de aproximadamente 35%.

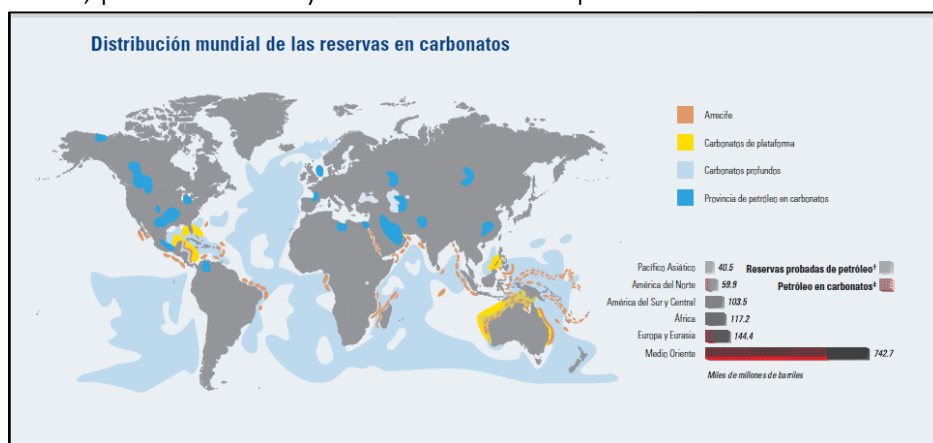


Figura 1. Distribución de los yacimientos naturalmente fracturados en el mundo.

No obstante, se reconoce que los factores de recuperación son mayores para los yacimientos en areniscas que para los carbonatos. Los yacimientos carbonatados exhiben una serie de características específicas que plantean desafíos complejos para su caracterización, producción y manejo.

Los carbonatos son rocas sedimentarias depositadas en ambientes marinos de aguas claras, someras y cálidas, y en su mayoría poseen un origen biológico.

Están compuestos por fragmentos de organismos marinos, esqueletos, corales, algas y elementos precipitados, y consisten en su mayor parte de carbonato de calcio, que es químicamente activo si se compara con la arena que forma las areniscas.

Otra diferencia clave entre las rocas clásticas y las rocas carbonatadas es la distancia existente entre el sitio donde se creó el sedimento y aquel en donde se depositó. Mientras que la sal y el limo pueden viajar cientos de kilómetros por los sistemas fluviales antes de su depositación y su litificación, los granos que componen los sedimentos carbonatados se depositan normalmente muy cerca del lugar en que se crearon. Esta depositación local contribuye significativamente a la heterogeneidad de los granos de carbonato. Una vez formada la roca carbonatada, una diversidad de



Figura 2. Fósil carbonatado.

procesos químicos y físicos comienza a alterar la estructura de la roca modificando las características fundamentales, tales como la porosidad y la permeabilidad. Esto se conoce como diagénesis. En el momento de la depositación, los sedimentos carbonatados a menudo poseen porosidades muy altas que varían entre 35% y 75%; sin embargo, estos valores decrecen bruscamente a medida que el sedimento es alterado y sepultado a las profundidades de yacimiento. En consecuencia, los yacimientos carbonatados exhiben variaciones grandes y abruptas en la distribución de los tipos de roca.

La porosidad de las rocas carbonatadas puede agruparse en tres tipos: porosidad conectada, existente entre los granos de carbonato; vesículas, que son poros desconectados resultantes de la disolución de la calcita en el agua durante la diagénesis; y porosidad por fracturamiento que es causada por los esfuerzos presentes luego de la depositación. La diagénesis puede crear estructuras llamadas estilolitas que forman barreras horizontales para el flujo y a veces se extienden a lo largo de kilómetros dentro del yacimiento, produciendo un efecto significativo sobre el desempeño del mismo. Las fracturas, los vóculos o cavidades de disolución pueden causar irrupción de agua, conificación de gas y problemas de perforación, tales como pérdidas de lodo pesado y atascamiento de las tuberías.

En conjunto, estas tres formas de porosidad crean un camino muy complejo para los fluidos y afectan directamente la productividad de los pozos.

Por otro lado, los yacimientos naturalmente fracturados plantean una paradoja relacionada con la producción. Incluyen yacimientos con baja recuperación de hidrocarburos: estos yacimientos pueden parecer altamente productivos al comienzo, pero su producción declina rápidamente. Además, se caracterizan por la

irrupción temprana de gas o agua. Por otra parte, forman parte de algunos de los yacimientos más grandes y productivos de la Tierra. La naturaleza paradójica de esta clase de yacimientos está dada por los grandes esfuerzos que hace la industria por comprenderlos mejor y modelarlos con suficiente certeza.

En los yacimientos carbonatados, las fracturas naturales y los vórgulos conectados ayudan a generar porosidad secundaria y estimulan la comunicación entre los compartimientos del yacimiento. No obstante, estos conductos de alta permeabilidad a veces entorpecen el flujo de fluidos dentro de un yacimiento, conduciendo a la producción prematura de agua o gas y haciendo que los esfuerzos de recuperación secundaria resulten ineficaces. Las fracturas naturales también están presentes en todo tipo de yacimiento siliciclástico, lo que complica el aparentemente simple comportamiento de la producción dominado por la matriz.

Las fracturas naturales constituyen el factor de producción principal en una amplia gama de yacimientos menos convencionales, incluyendo los yacimientos de metano en capas de carbón (CBM), los yacimientos de gas de lutitas y los yacimientos de roca basamento y roca volcánica.

El mayor riesgo que implica la falta de una caracterización temprana de las facturas naturales es que tal omisión puede limitar severamente las opciones de desarrollo de campos petroleros.

CAPÍTULO 1. Introducción al Conocimiento de los Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados.

1.1 Carbonatos

Los carbonatos son rocas sedimentarias depositadas en ambientes marinos de aguas claras, someras y cálidas. Están compuestos por fragmentos de organismos marinos, esqueletos, corales, algas y esqueletos precipitados y consisten en su mayor parte de carbonato de calcio

La profundidad máxima a la que se pueden formar son los 4500 [m] en promedio que es lo que se conoce como nivel de compensación de carbonatos.

1.2 Definición y composición

Un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado se define como un volumen rocoso con fragmentos de organismos marinos y elementos precipitados consistentes en un mayor volumen de carbonato de calcio, compuesto por un sistema multiporoso vügular y una red de fracturas.

La mayoría de los yacimientos carbonatados son yacimientos naturalmente fracturados. Un yacimiento naturalmente fracturado es un yacimiento formado por un sistema matriz-fractura. Estas últimas existen en todas las escalas, desde microfracturas hasta estructuras de varios kilómetros denominadas enjambres o corredores de fracturas. Se conforman también de vüguolos y cavernas, que saturan al yacimiento con distintas cantidades de aceite, agua y gas en distintos puntos del mismo, creando redes de flujo complejas en el yacimiento, incrementando de esta manera su anisotropía.

1.3 Importancia de los YCNF en México y en el mundo

La importancia de los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados en México radica en el hecho de que, alrededor del 80% de la producción de hidrocarburos proviene de este tipo de yacimientos. Asimismo, se estima que más del 60% de las reservas de petróleo del mundo y un 40% de las reservas mundiales de gas residen en los yacimientos de geología carbonatada.

La distribución de los recursos prospectivos de México se muestra en la **figura 1.1**

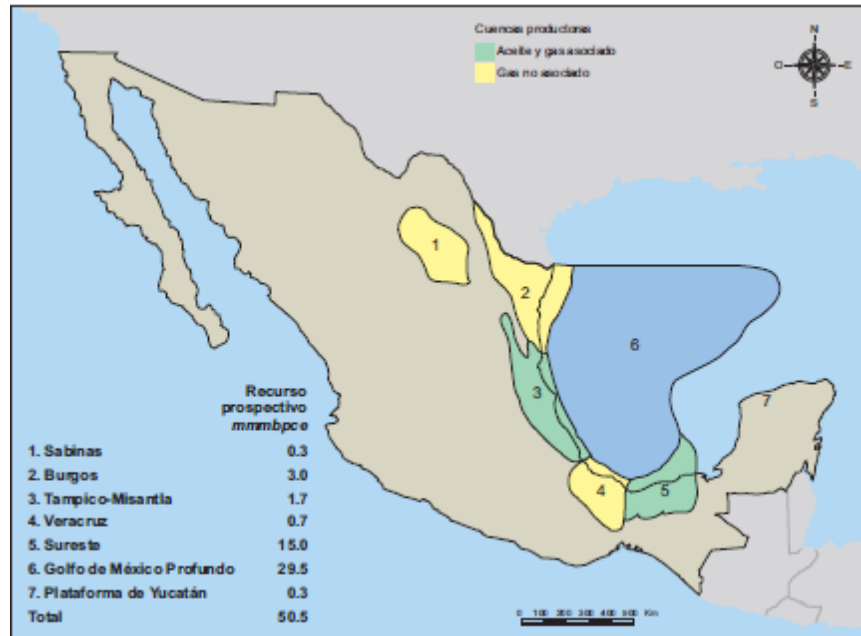


Figura 1. 1 Distribución de los recursos prospectivos en México

1.4 Clasificación

De acuerdo a la clasificación de Nelson (2000). Se clasifican en base a la interacción existente entre las contribuciones de porosidad y permeabilidad relativas tanto del sistema de fracturas como del sistema de matriz como se muestra en la **figura 1.2**

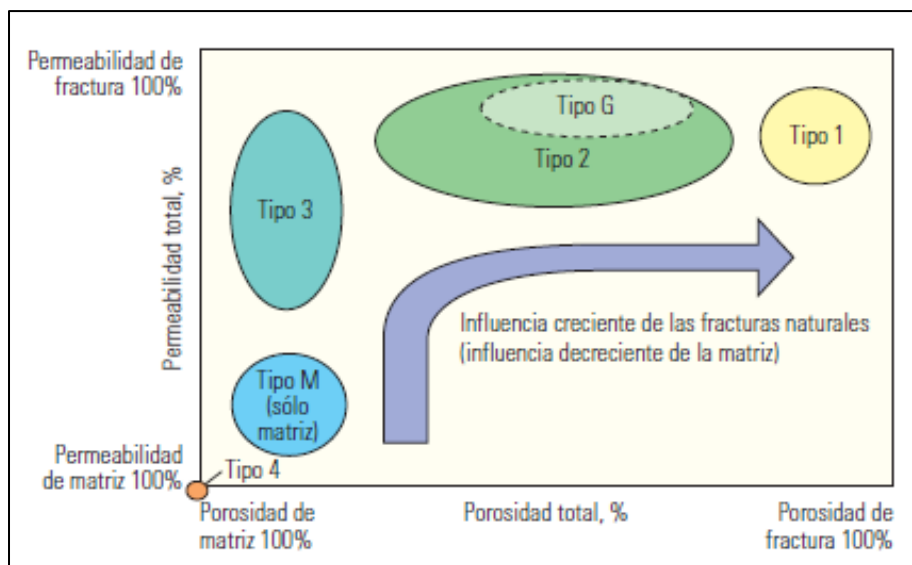


Figura 1. 2 Clasificación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados

- Tipo 1: En este tipo de yacimientos la porosidad primaria y la permeabilidad son proporcionadas por las fracturas, debido a que la porosidad y permeabilidad proporcionada por la matriz es demasiado baja. La producción en este tipo de yacimientos es inicialmente alta, pero declina rápidamente debido a la irrupción temprana de agua.
- Tipo 2: Se presenta baja permeabilidad en la matriz de la roca, generalmente las fracturas proveen la permeabilidad esencial para la productividad. Es necesario que la comunicación entre la matriz y las fracturas sea lo suficientemente alta para la implementación de un proceso de recuperación secundaria.
- Tipo 3: Presentan altos niveles de porosidad y permeabilidad. Este tipo de yacimientos poseen regímenes de producción suficientemente buenos ya que las fracturas proveen permeabilidad adicional.
- Tipo 4: Las fracturas en este tipo de yacimientos no proveen el flujo de fluidos, ya que no proveen porosidad y permeabilidad adicional, por el contrario, las fracturas sirven como barreras para el flujo de fluidos, incrementando su anisotropía.
- Tipo G: Esta clasificación fue creada para los yacimientos de gas fracturados, tales como los yacimientos de gas condensado fracturados y para los yacimientos de metano en capas de carbón (CBM por sus siglas en inglés).
- Tipo M: La matriz posee alta permeabilidad y porosidad, permitiendo, de esta manera, que las fracturas contribuyan al incremento de la permeabilidad; sin embargo, generalmente las fracturas crean barreras impidiendo el flujo de fluidos.

Cabe mencionar que para poder clasificar un Yacimiento Naturalmente Fracturado de manera eficaz es necesario conocer la compleja interacción de flujo en el sistema matriz-fractura.

1.5 Clasificación de las fracturas

Una clasificación genérica de los sistemas de las fracturas naturales fue realizada por Stearns y Friedman. Ellos realizaron la complicada separación de los sistemas de las fracturas naturales en componentes superpuestos de diferente origen.

Stearns y Friedman (1972) clasificaron las fracturas en aquellas observadas durante experimentos de laboratorio, las observadas en afloramientos y a las encontradas en el subsuelo mediante el uso de núcleos, **Tabla 1.1**

Tabla 1.1 Clasificación de las Fracturas Naturales y Experimentales

Clasificación de las fracturas experimentales

1. Fractura de Extensión
2. Fractura de Cizalla
3. Fractura de Tensión

Clasificación de la ocurrencia de las fracturas naturales

1. Fracturas Tectónicas
 2. Fracturas Regionales
 3. Fracturas Contraccionales
 4. Fracturas Relacionadas a las Superficie
-

1.5.1 Clasificación genérica de las fracturas experimentales

Tres tipos de fracturas han sido observadas para formar ángulos predecibles y consistentes a las tres principales direcciones de esfuerzo (σ_1 , σ_2 , y σ_3) durante pruebas de compresión, extensión y tensión realizadas en laboratorio. Todas las fracturas de roca deben ajustarse a uno de los tres tipos básicos de fracturas: Extensión, Tensión y Cizalla.

1.5.1.1 Fracturas de extensión

Las fracturas de extensión se forman paralelamente a σ_1 y σ_2 , por lo que son perpendiculares a σ_3 . Por esta razón, exponen un sentido de desplazamiento que es perpendicular a un plano de fractura, **figura 1.3**.

Frecuentemente, las fracturas de extensión se forman al mismo tiempo que las fracturas de cizalla durante experimentos en laboratorio.

Así mismo, las fracturas de extensión también se forman cuando los 3 esfuerzos (σ_1 , σ_2 , y σ_3) son positivos y compresivos.

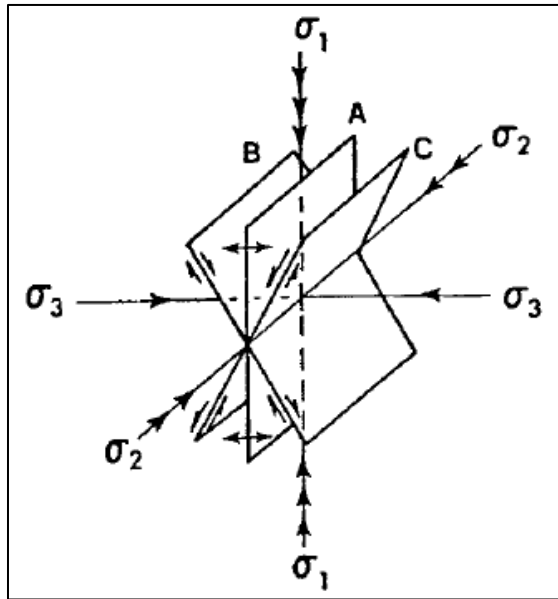


Figura 1. 3 Planos de fractura obtenidos en pruebas de compresión en laboratorio

1.5.1.2 Fracturas de cizalla

El sentido de desplazamiento en las fracturas de cizalla es paralelo al plano de fractura. Se pueden desarrollar dos direcciones de las fracturas de cizalla, una a cada lado del esfuerzo principal y orientadas al mismo ángulo para σ_1 .

En este tipo de fracturas se forma un ángulo agudo en la dirección del principal esfuerzo máximo de compresión σ_1 y un ángulo obtuso en la dirección del esfuerzo mínimo de compresión σ_3 .

El ángulo formado entre las fracturas de cizalla generalmente es llamado “ángulo conjugado” y es dependiente de:

1. Las propiedades mecánicas de la roca.
2. La capacidad total del esfuerzo principal mínimo (σ_3).
3. La magnitud del esfuerzo principal intermedio (σ_2) relacionado a ambos esfuerzos principales al máximo (σ_1) y al mínimo esfuerzo principal (σ_3).

1.5.1.3 Fracturas de tensión

Las fracturas de tensión presentan una dirección de desplazamiento perpendicular al plano de fracturas; en este caso, las fracturas de tensión son formadas paralelamente a σ_1 y σ_2 .

Se ha observado que las rocas presentan un menor esfuerzo de fracturamiento en pruebas de tensión respecto a las pruebas de extensión, de 10 a 50 veces menor.

1.5.2 Clasificación de la ocurrencia de las fracturas naturales

La clasificación genética natural de las fracturas fue definida por Stearns (1972) y Nelson (2001), considerando las siguientes suposiciones:

1. Los patrones de fracturamiento natural, cizalla conjugada y fracturas de extensión o tensión, describen fielmente los estados locales de esfuerzo en el tiempo de fracturamiento.
2. El fracturamiento en rocas del subsuelo desde un punto de vista cualitativo es similar al de la roca equivalente bajo pruebas de laboratorio desarrolladas bajo condiciones ambientales similares.

A partir de datos de fracturas de laboratorio y de la geometría de los sistemas de fracturas que son producidos artificialmente se pueden determinar las fracturas formadas naturalmente; esta clasificación es conocida como “Clasificación genérica de las fracturas” y se basa en la información obtenida experimentalmente.

1.5.2.1 Fracturas tectónicas

La morfología, la distribución, origen y orientación de este tipo de fracturas pueden ser atribuidos a eventos tectónicos locales. Pueden ser atribuidas al tectonismo como en el plegamiento y fallamiento debido a fuerzas externas o de superficie, **figura 1.4**

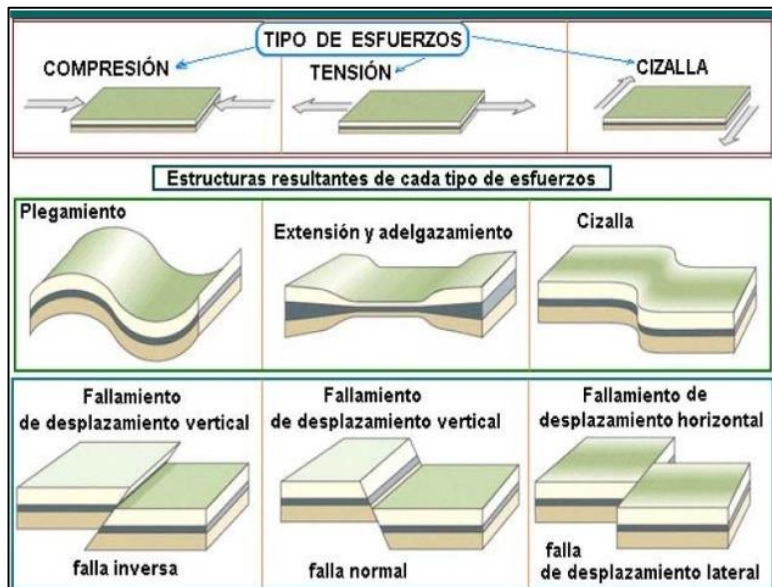


Figura 1. 4 Tipos de esfuerzos y estructuras resultantes

A partir de las fuerzas en superficie se originan las fracturas tectónicas, identificándose los siguientes casos:

- Sistemas de fracturas relacionadas con fallas.
- Sistemas fracturados relacionados con pliegues.
- Fracturas asociadas con los domos.
- Otros sistemas de fracturas como perforaciones y estructuras de impacto.

1.5.2.2 Fracturas regionales

Este tipo de fracturas se desarrollan a lo largo de grandes áreas de la corteza terrestre y muestran pequeños cambios relativos en lo que respecta a su orientación; siempre son perpendiculares a las superficies de estratificación en rocas sedimentarias y no muestran evidencias de separación a través de sus planos de fractura.

La diferencia entre las fracturas regionales y las fracturas tectónicas radica en el hecho de que las fracturas regionales son desarrolladas con una geometría consistente y simple, son desarrolladas en un área realmente grande cortando y cruzando a las estructuras locales, además de poseer un espaciamiento relativamente grande. Generalmente, este tipo de fracturas permiten el flujo de fluidos a través de ellas, además, se sabe que este tipo de fracturas son causadas por fuerzas de superficie, originando los siguientes tipos:

- Juntas
- Cruceros

1.5.2.3 Fracturas contraccionales

Las fracturas contraccionales se forman por una combinación de fracturas de extensión y fracturas de tensión. Se presentan como resultado general de alguno de los siguientes procesos:

1. Desecación
2. Sinéresis
3. Gradiente termal
4. Cambios de fase mineral.

La distribución de este tipo de fracturas está asociada a la estructura geológica local tal como en las fracturas tectónicas; por tal motivo, este tipo de estructuras, hacen posible la producción de hidrocarburos, ya que, sin importar el tipo de entrapamiento, estas fracturas se pueden distribuir a lo largo de todo el yacimiento.

1.5.2.4 Fracturas relacionadas a la superficie.

Este tipo de fracturas se desarrollan debido a la acción de fuerzas de cuerpo. Este tipo de fracturas no tienen importancia para la producción de hidrocarburos; sin embargo, la importancia este tipo de fracturas radica en el hecho de conocer su origen respecto de otro tipo de fracturas que se presentan en núcleos y afloramientos.

Dentro de este tipo de fracturas se pueden encontrar los siguientes casos:

- Fracturas por interperismo
- Fracturas por pérdida de carga
- Fracturas debidas a la liberación de una superficie, lajamiento

CAPÍTULO 2. Propiedades Petrofísicas

Todos los yacimientos de petróleo presentan ciertas características petrofísicas tales como la porosidad, permeabilidad, mojabilidad, por mencionar algunas. En base a estas propiedades que se presentan en la interacción roca-fluido, la ingeniería de yacimientos formula diversos planes de explotación óptimos para la mayor producción de hidrocarburos.

Por tal motivo, la producción de hidrocarburos en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados debe ser planeada considerando estos parámetros que incluso afectan desde el inicio de la perforación de un pozo.

2.1 Porosidad

Es una propiedad que influye directamente en el almacenamiento de los hidrocarburos en la roca, a mayor porosidad mayor capacidad del almacenamiento de fluidos. Existen distintos tipos de porosidades entre las cuales se encuentran, la intergranular, vugular y de fractura

La medida de almacenamiento en los poros se cuantifica por la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca, matemáticamente se define como la fracción del volumen poroso de la roca dividido por el volumen total de la roca.

$$\varphi = \frac{V_p}{V_T} = \frac{V_T - V_{ma}}{V_T} \quad (1)$$

Donde:

φ = Porosidad [%]

V_p = Volumen de poros [cm³]

V_T = Volumen total de la roca [cm³]

V_{ma} = Volumen de la matriz de roca [cm³]

Es importante mencionar que, en este tipo de yacimientos, al ser altamente heterogéneos, la variación de porosidades varía considerablemente al largo de todo el yacimiento; es decir, en algunas zonas del yacimiento se pueden encontrar altos valores de porosidad, mientras en otras zonas, la porosidad puede alcanzar valores muy bajos.

2.1.1 Porosidad intergranular

Este tipo de porosidad se produce entre los granos detríticos que forman la fábrica de la roca sedimentaria, por lo tanto, los poros dependen de la textura de la roca (características de sus granos), y por lo tanto de su fábrica selectiva. En los depósitos actuales, el volumen de poros es elevado, presentándose tamaño moderado (0,05 a 1 mm), estos poros se encuentran bien comunicados cuando existe presencia de matriz o alta compactación.

2.1.2 Porosidad vugular

Esta porosidad se forma posterior a la diagénesis por procesos de disolución. Es importante recordar que la diagénesis es la alteración físico-química de los sedimentos a presiones y temperaturas relativamente bajas en donde comienza la generación de hidrocarburos. El tamaño y forma de este tipo de poros es muy variable, se presentan porosidades que van de 1 mm hasta 1 m. La forma de los poros es irregular y generalmente el grado de comunicación en este tipo de poros suele ser baja.

2.1.3 Porosidad por fractura

Este tipo de porosidad es de fábrica no selectiva, la presencia de este tipo de fracturas en las rocas depende de la escala considerada, por lo cual se considera importante a escala de campo. Este tipo de porosidad se asocia a distintos procesos geológicos tales como fallas, domos de sal, pliegues y sobrepresión de fluidos, etc. Por otro lado, al facilitar la circulación de fluidos contribuyen al desarrollo de otros tipos de porosidad.

2.2 Permeabilidad

La permeabilidad es la capacidad del medio poroso para permitir el flujo de fluidos a través de él. De modo que esta propiedad es de suma importancia para la producción de hidrocarburos, ya que un cuerpo de roca con altos niveles de permeabilidad y óptimos niveles de porosidad manejará un alto índice de producción de hidrocarburos. Esta propiedad se mide en darcys o milidarcys, por lo tanto, la permeabilidad del medio poroso "k" es de suma importancia para estimar la velocidad del flujo de fluidos dentro del yacimiento o formación productora.

Henry Darcy (1856) realizó un experimento relativamente simple, en donde, al utilizar un recipiente que contenía en su interior arena, hizo fluir agua a través del empacamiento hasta saturarlo por completo. A partir de esto, Darcy encontró la relación de la velocidad de un fluido con respecto al gradiente de presión $\frac{dp}{dx}$, describiendo que la velocidad de un fluido es directamente proporcional al gradiente

de presión $\frac{dp}{dx}$, e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido μ , estableciendo así lo que se conoce como la “Ley de Darcy” mediante la siguiente expresión:

$$V = cte \frac{dp}{dx} \quad (2)$$

De esta forma, la permeabilidad de la matriz puede ser evaluada mediante la ecuación de Darcy.

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dl} \quad (3)$$

Donde:

v = velocidad aparente de flujo [cm/seg]

μ = viscosidad del fluido fluyendo [cp]

dp/dl = Gradiente del potencial en dirección del fluido [atm/cm]

k = Permeabilidad de la roca [mD]

Es importante mencionar que la Ley de Darcy plantea las siguientes consideraciones:

1. Flujo estacionario
2. Flujo linear y horizontal
3. Flujo laminar
4. Condiciones isotérmicas
5. Viscosidad constante
6. Espacio poroso saturado al 100% del fluido

2.2.1 Permeabilidad de vórgulos en disolución

La filtración de agua ácida es un fenómeno muy común en yacimientos carbonatados, provocando en algunos casos porosidad y permeabilidad por disolución del sistema matricial de la roca. Para lograr calcular la permeabilidad en los canales causados por disolución puede hacerse uso de la Ley de Darcy y la ley de Poiseuille. Craft y Kawkins (1959) lograron modelar esta propiedad mediante la siguiente ecuación:

Suponiendo un tubo capilar con las siguientes características:

L = longitud del tubo capilar, [cm]

r = Radio interior, [cm]

$A = \text{Area [cm}^2\text{]}$

Como los fluidos mojan las paredes del capilar, la velocidad en las paredes se considera que es cero y la velocidad en el centro del tubo es un máximo.

La fuerza viscosa se expresa como:

$$F = \mu A \frac{dv}{dx} \quad (4)$$

Donde dv/dx se encuentra en $\left[\frac{\text{cm}}{\text{seg/cm}} \right]$. El área de la fase de los capilares es igual a $2\pi L$. Por lo tanto, para un cilindro, la ecuación anterior se puede escribir como:

$$F = \mu(2\pi L) \frac{dv}{dr} \quad (5)$$

La permeabilidad promedio para un sistema matriz-vúgulos puede obtenerse a partir de la relación:

$$k_{\text{promedio}} = \frac{k_v N \pi r^2 + k_b (A - N \pi r^2)}{A} \quad (6)$$

La ecuación anterior depende de la dirección de flujo, en donde:

$k_v = \text{Permeabilidad de los v\u00fagulos de disoluci\u00f3n [darcys]}$

$N = \text{N\u00famero de canales de disoluci\u00f3n [adim]}$

$A = \text{Area de la secci\u00f3n transversal [pg}^2\text{]}$

$k_b = \text{Permeabilidad del bloque de matriz [darcys]}$

$r = \text{Radio del canal de disoluci\u00f3n [pg]}$

2.2.2 Permeabilidad de la fractura

Se considera a la permeabilidad de la fractura como la capacidad que posee la formaci\u00f3n fracturada, es decir, a la matriz, fracturas y v\u00fagulos en conjunto para permitir el flujo de fluidos a trav\u00e9s de ella.

La permeabilidad de fractura depende de la direcci\u00f3n del flujo, como se muestra en la figura, el cual se considera que paralelo al plano de fracturas. "b" representa la

amplitud de las fracturas y “L” la longitud de las mismas. Es importante mencionar que las fracturas abiertas sin cementar incrementan de manera considerable la permeabilidad en la roca.

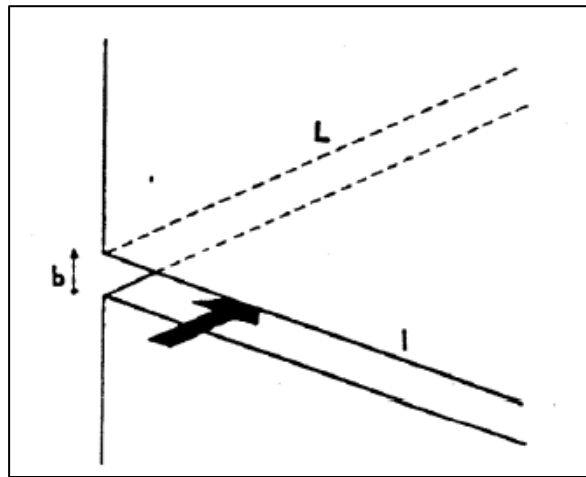


Figura 2. 1 Dirección de flujo en la permeabilidad de la fractura.

2.2.3 Permeabilidad del sistema matriz- fractura.

La permeabilidad del sistema matriz-fractura se representa mediante la suma de permeabilidades de cada sistema y considerando la dirección de flujo, permeabilidad de la matriz k_m y permeabilidad de la fractura k_f .

$$K_t = K_m + K_f \quad (7)$$

Donde:

K_t = Permeabilidad total [darcys]

K_m = Permeabilidad en la matriz [darcys]

K_f = Permeabilidad en la fractura [darcys]

Como ya se ha mencionado, la permeabilidad total de este sistema es fuertemente dependiente de la dirección de flujo ya que cualquier cambio mínimo en la dirección de flujo, tendrá un fuerte impacto en la permeabilidad de fractura, k_f .

2.3 Compresibilidad

La compresibilidad es un parámetro muy importante durante la producción de hidrocarburos, esto es debido al diferencial de presión causado por el pozo en producción. Esto última causa que los fluidos atrapados en el espacio poroso se desplacen hacia las zonas de menor presión, por lo que la roca tiende a ocupar el espacio poroso que previamente estaba lleno de fluidos. En yacimientos

bajosaturados, el cierre de fracturas una vez que el yacimiento está en producción es muy significativo ya que reduce la tasa de producción de hidrocarburos de manera significativa.

La compresibilidad se define como la variación del volumen con respecto a la presión.

$$C = -\frac{1}{V} \frac{dv}{dp} \quad (8)$$

Donde:

C = Compresibilidad de la roca [1/psi]

V = Volumen de poros [ft³]

Donde $\frac{dv}{dp}$ es de pendiente negativa, por lo cual se justifica el uso del signo negativo.

En el caso de yacimientos fracturados, la presencia de fracturas introduce elasticidad adicional al yacimiento, pudiéndose definir de dos maneras:

1. La compresibilidad de la fractura, en términos del volumen total de roca se puede definir como:

$$C_{ef} = \frac{1}{\text{volumen de poros}} \frac{\Delta(\text{volumen de fracturas})}{\Delta(\text{presión})} \quad (9)$$

2. La compresibilidad de la fractura en términos del volumen de fractura se puede definir como:

$$C_{pf} = \frac{1}{\text{volumen de fracturas}} \frac{\Delta(\text{volumen de fracturas})}{\Delta(\text{presión})} \quad (10)$$

Con lo cual se puede establecer la relación entre las dos definiciones:

$$C_{ef} = \varphi_f C_{pf} \quad (11)$$

Donde:

C_{ef} = Compresibilidad de la fractura en relación al volumen total de roca [1/psi]

φ_f = Pososidad de la fractura [%]

C_{pf} = Compresibilidad de la fractura en términos del volumen de fractura [1/psi]

Siempre es aconsejable determinar las compresibilidades mediante análisis de laboratorio utilizando rocas del propio yacimiento, sin embargo, si esto último no es posible, se debe de hacer uso de correlaciones. Para el caso de rocas en carbonatos, se puede hacer uso de la correlación desarrollada por Van der Knaap, la cual se muestra en la **figura 2.2**. Donde de parte de un valor de porosidad inicial a una presión neta de cero.

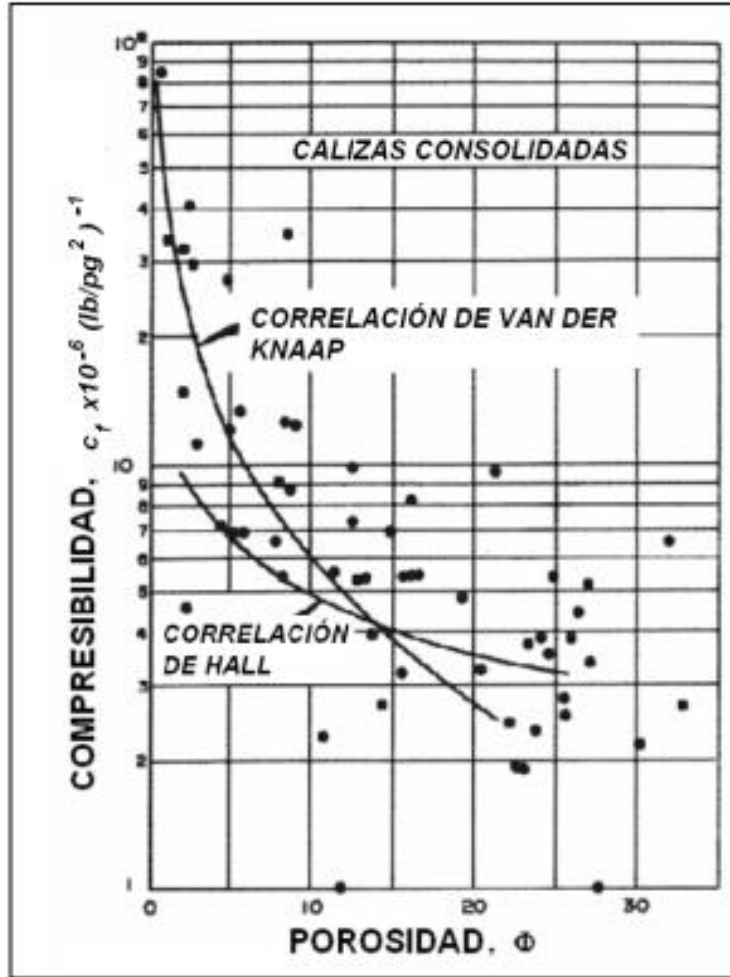


Figura 2. 2 Correlación de Van Der Knaap para el caso de carbonatos fracturados (Van der Knaap, W., 1959: *Nonlinear Behavior of Elastic Porous Media. Trans., AIME 216, 1979-1987*)

2.4 Presión capilar

La presión capilar se define como la diferencia de presiones que existe a través de la frontera de dos o más fluidos inmiscibles que forman una interface curva, debido a la tensión existente entre los fluidos de dicha interface dentro de un espacio poroso.

Cuando dos fluidos están en contacto dentro de los poros de la roca, se forma una

Interface, P_{nm} , es mayor que la presión para el lado del fluido mojante, P_m . Esta diferencia de presiones se define como presión capilar, P_c .

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad (12)$$

Donde:

P_c = Presión capilar [psi]

P_{nm} = Presión de la fase no mojante [psi]

P_m = Presión de la fase mojante [psi]

Las fuerzas capilares contribuyen al proceso de desplazamiento de un fluido en el medio poroso, como es el caso de la imbibición, o pueden oponerse a este desplazamiento, como es el caso del drene. En yacimientos fracturados, juegan un papel muy importante para la producción de hidrocarburos.

El drene es el proceso por el cual la fase no mojante desplaza a la fase no mojante en el medio poroso. Es un proceso forzado, es decir, no espontáneo, pues las fuerzas capilares tienden a retener la fase mojante dentro de la estructura capilar. En general, el aceite se comporta como la fase no mojante en un yacimiento, razón por la cual al principio de la explotación se presenta un desplazamiento por drene.

La imbibición es el proceso espontáneo de desplazamiento, con una fase mojante, de la fase no mojante. Este proceso no requiere aplicación de fuerzas extremas al sistema roca fluidos.

2.5 Mojabilidad

Se define como la tendencia de un fluido a expandirse o adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. En un sistema aceite/salmuera/roca, es una medida de la preferencia que tiene la roca por alguno de los dos agua o aceite.

Cuando la roca es mojada por agua, se tiene una tendencia del agua a ocupar los poros más pequeños y a estar en contacto con la superficie de la roca. Similarmente, en un sistema mojado por aceite, la roca está preferentemente en contacto con el aceite y la localización de los fluidos es inversa al caso anterior, es decir, el aceite ocupará los poros pequeños y estará en contacto con la superficie de la roca.

La preferencia del yacimiento en términos de mojabilidad puede ser determinada mediante la medición del ángulo de contacto del petróleo crudo y el agua de formación.

CAPÍTULO 3. Fluidos de Baja Densidad Base Acuosa

Debido a que la perforación de formaciones altamente fracturadas como las calizas requieren de bajas densidades por poseer gradientes de fractura bajos, es necesario el empleo de fluidos de perforación de baja densidad, por lo que se ha venido empleando el uso de lodos aireados y espumados.

3.1 Espumas

Una espuma es un tipo especial de dispersión coloidal, en donde un gas se encuentra disperso en una fase líquida continua. Algunas veces la fase dispersa es conocida como la fase interna, y la fase continua como la fase externa.

Generalmente, los diámetros de las burbujas de una espuma presentan diámetros que pueden variar en un rango de 10 micras hasta valores mayores de 1000 micras. Es importante mencionar que la estabilidad de una espuma se ve fuertemente influenciada por el tamaño de burbuja.

Una representación general de un sistema de espuma es mostrada en la siguiente figura. La estructura de la espuma está contenida dentro de 2 fases, en el fondo del sistema por una fase líquida y en el borde superior por una fase continua a base de gases inertes o aire.

Con una imagen ampliada de la estructura de la espuma se observa que el gas es separado de la espuma por una delgada película de líquido, por una interface en dos dimensiones. Por conveniencia matemática, el comportamiento físico de esta región interfacial es aproximado por una superficie de fase en dos dimensiones llamada la superficie de Gibbs.

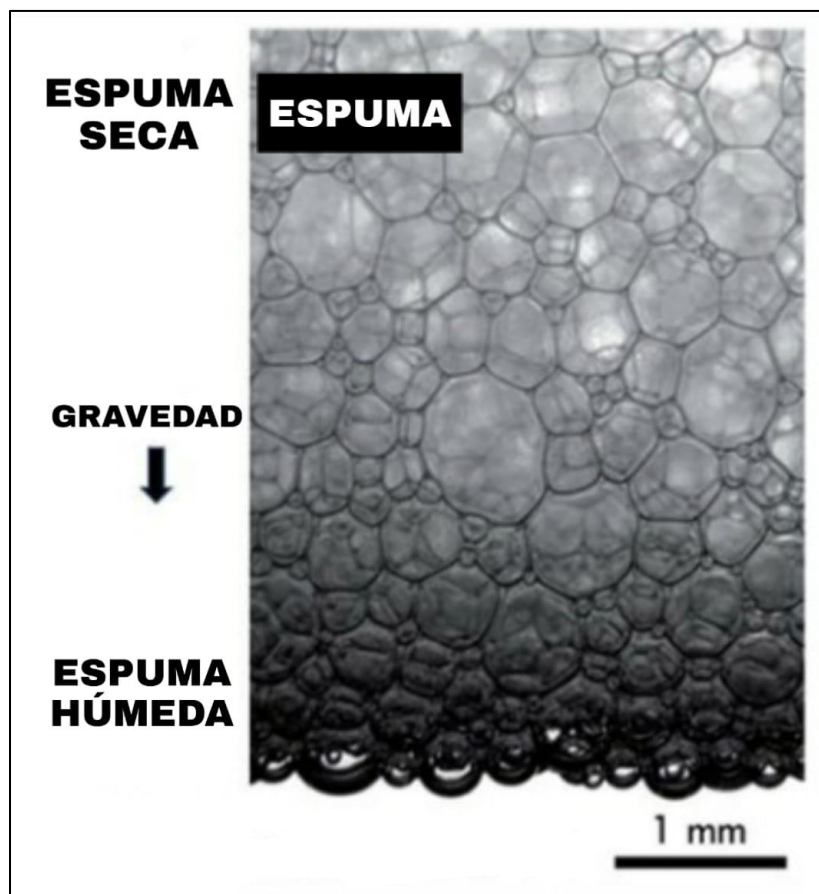


Figura 3. 1 Estructura fisicoquímica de la espuma

3.2 Tipos de espumas

Las espumas pueden ser clasificadas como espumas húmedas o espumas secas, dependiendo del contenido de líquido, la cual se representa como la fracción de volumen líquido Φ . Esto varía desde menos del 1% hasta valores de alrededor del 30%. Además de esto se debe de tomar en consideración la estructura de las esferas de las espumas.

- A. Espumas Húmedas: Las esferas de las burbujas húmedas son esferas en 3 dimensiones conteniendo fracciones de volumen de gas de $\Phi=74\%$.
- B. Espumas Secas: Las espumas secas forman diversos patrones poliédricos y generalmente poseen una fracción de volumen de gas $\Phi >83\%$.

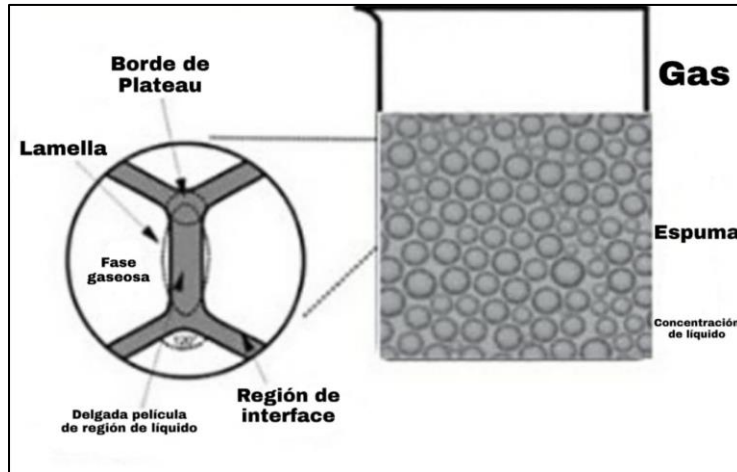


Figura 3. 2 Distribución de la cantidad de líquido en la formación de espumas húmedas y secas

3.3 Propiedades de una espuma

3.3.1 Densidad

En el cálculo de la densidad de la espuma, ρ_f , usualmente se puede ignorar la masa del gas:

$$\rho_f = m_L / V_F \quad (13)$$

dónde:

ρ_f = Densidad de la espuma [g/cm³]

m_L = masa de líquido en la espuma [gr]

V_F = es el volumen total de la espuma [cm³]

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

$$\frac{\rho_L}{\rho_f} = \frac{V_F}{V_L} \quad (14)$$

A partir de la expresión anterior se puede obtener el incremento de formación de volumen de espuma o poder espumante. Se define la proporción de gas en el volumen de líquido en la espuma como:

$$\frac{V_F}{V_L} = [(\rho_L/\rho_F) - 1] \quad (15)$$

De esta manera se puede obtener el poder espumante como:

$$\frac{V_F}{V_L} = 100[(\rho_L/\rho_F) - 1] \quad (15)$$

Donde:

$$\frac{V_F}{V_L} = \text{Poder espumante } [\%]$$

$$\rho_L = \text{Densidad del líquido } [g/cm^3]$$

$$\rho_F = \text{Densidad de la espuma } [g/cm^3]$$

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 drene inducido por la gravedad.

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.

3.3.2 Viscosidad

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 [cp], que es el límite de la estabilidad de la espuma para convertirse en niebla.

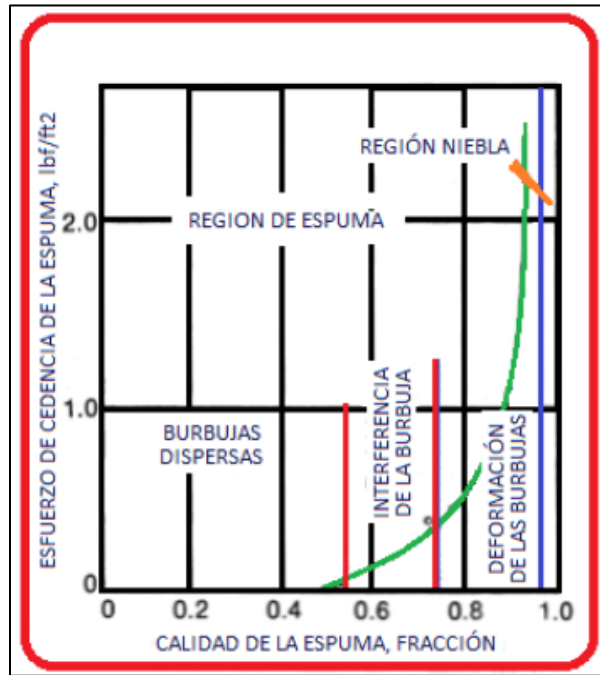


Figura 3. 3 Efecto de la calidad de la espuma en la viscosidad de la espuma

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.

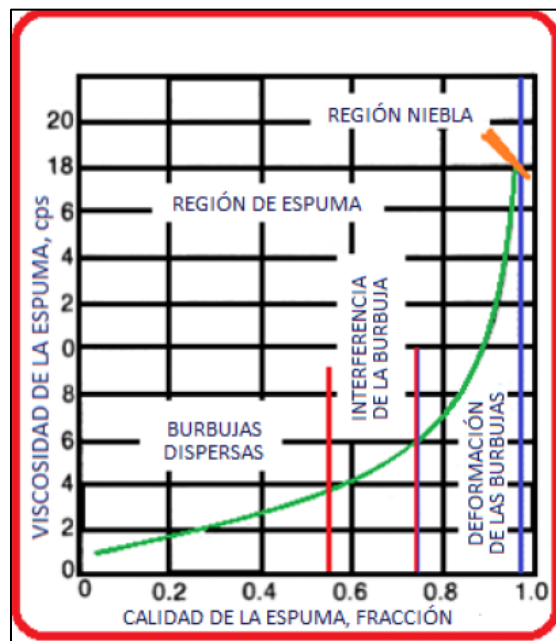


Figura 3. 4 Efecto de la calidad de la espuma en el esfuerzo cedente de la espuma

3.3.3 Reología

Las propiedades reológicas de una espuma son muy importantes: La alta viscosidad puede ser la razón de que una espuma sea problemática por presentar gran resistencia al flujo que debe ser tratada para tener propiedades deseables para su empleo. La descripción más simple 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:

$$\tau = \eta \dot{\gamma} \quad (16)$$

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:

$$\tau = \eta(\dot{\gamma}) \dot{\gamma} \quad (17)$$

Donde:

τ = Esfuerzo de corte [lb/100ft²]

$\dot{\gamma}$ = Velocidad de corte [seg⁻¹]

η = Coeficiente de viscosidad [cp]

Una forma conveniente de resumir las propiedades de flujo es por medio de gráficas donde se representa el esfuerzo de corte contra velocidad de corte, τ vs $\dot{\gamma}$. Estas gráficas pueden ser categorizadas dentro de una clasificación reológica, representación gráfica. 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 para que el flujo pseudoplástico o Newtoniano comience. 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. El flujo pseudoplástico que es dependiente del tiempo es llamado tixotrópico. Esto es, la viscosidad disminuye a una velocidad de corte constante aplicada, ver **figura 3.5**.

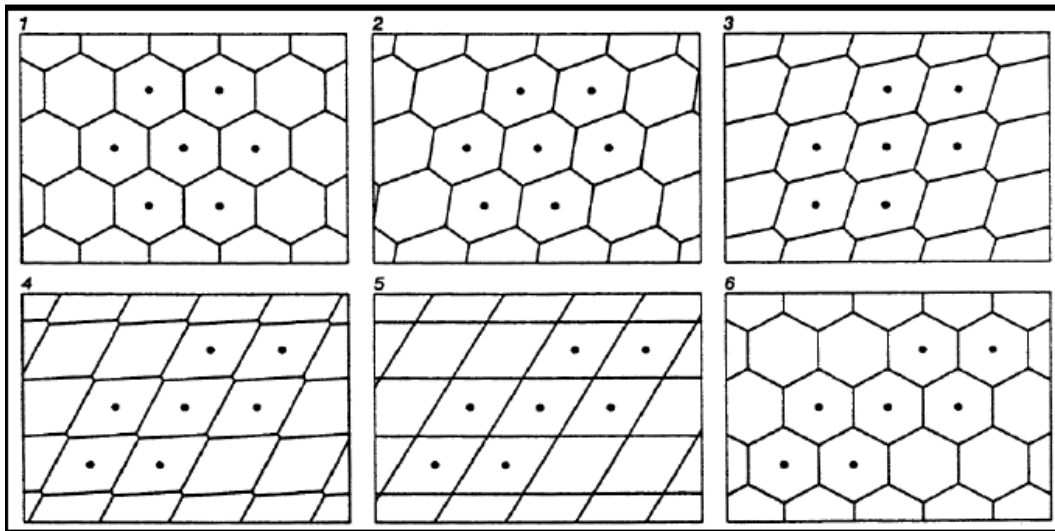


Figura 3. 5 Esfuerzo de Corte Aplicado a una Espuma Causa Distorsión (cuadros 2 – 4) y Eventualmente el flujo una vez que el esfuerzo cedente es excedido.

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:

- El tipo de agitación para la dispersión de las burbujas es causa de una distribución no uniforme dentro de la cámara o recipiente que los contiene, o incluso la eliminación de todas las burbujas dentro hacia 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.

3.4 Fenómenos superficiales e interfaciales

3.4.1 Tensión superficial

La tensión superficial es importante en la formación de las espumas. Cuando un líquido se encuentra expuesto a un gas existe un límite de contacto entre las dos fases, la fase líquida y la fase gaseosa. En este punto se debe recordar que están presentes las fuerzas de Van Der Waals, y justamente en el límite de contacto de las dos fases estas fuerzas difieren en magnitud respecto a las demás. Este desequilibrio de fuerzas promueve que las moléculas del gas se desplacen hacia el interior del líquido causando fuerzas de contracción en el límite de contacto de las dos fases. A la fuerza contráctil ejercida en límite de contacto se le conoce como tensión interfacial.

Es necesario recordar que las fuerzas de Van Der Waals son atracciones débiles que mantienen unidas a moléculas eléctricamente neutras; sin embargo, en algún momento estas moléculas presentan lo que se denomina un “Dipolo Inducido”, es decir, la molécula adquiere una carga parcialmente positiva y otra negativa, de manera momentánea, provocando que se atraigan entre sí por efecto electrostático.

3.4.2 Surfactantes

También conocidos como agentes anfílicos o tensoactivos. Debido a sus propiedades físico-químicas, las sustancias surfactantes pueden usarse como detergentes, emulsionantes, viscosificantes, espumantes, antiespumantes, encapsulantes y muchas otras aplicaciones.

La aplicación de estos compuestos químicos en la industria petrolera abarca distintas áreas que van desde su uso en fluidos de perforación espumados hasta formulación de compuestos químicos usados para la recuperación mejorada de hidrocarburos. Su aplicación depende del sistema que se tenga, puede ser un sistema gas/líquido, líquido/líquido o un sistema líquido/sólido.

Tabla 2.1 Sistemas de aplicación de los surfactantes

Sistemas gas/líquido

- Espumas para fluidos de perforación
- Espumas para fluidos de Fracturamiento
- Espumas acidificantes
- Espumas para el control de movilidad del gas

Sistemas líquido/líquido

- Fluidos de perforación emulsionados
- Emulsionantes para recuperación secundaria y/o mejorada
- Emulsiones para tuberías de aceites pesados
- Emulsiones para combustibles base aceite

Sistemas líquido/sólido

- Modificadores de la mojabilidad en el yacimiento
 - Dispersantes de lodos de perforación
-

Los surfactantes son estructuras químicas que poseen moléculas anfílicas; esto quiere decir que son moléculas que poseen doble afinidad, en este caso, al agua. Las moléculas de los surfactantes se dividen en dos grupos: Hidrófilo e hidrofóbico.

La principal característica de los tensoactivos es su capacidad para modificar la tensión superficial de los líquidos a los que son añadidos. El grupo de cabeza iónica o polar usualmente interactúa fuertemente en un ambiente acuoso. En consecuencia, la naturaleza del grupo con cabeza polar es usada para dividir a los surfactantes en diferentes categorías como se muestra en **tabla 2.2**

Tabla 2.2 Grupos de Surfactantes y Ejemplos

Aniónicos

- Estearato
- Dodecil Sulfonato
- Dodecil Bencen Sulfonato

Catiónicos

- Laurilamina Hidroclorhídrica
- Cloruro Trimetil Dodecil Amonio
- Bromuro Cetyl Trimetil Amonio

No iónico

- Alcohol de Polioximetileno
- Alquil Fenol Etoxilatos
- Polisorbato 80

Anfotéricos

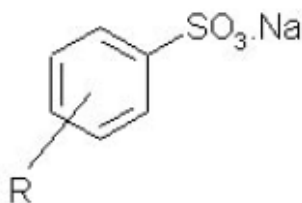
- Dodecil Betaina
 - Lauramidopropyl Betaina
-

3.4.2.1 Tipos de tensoactivos

Como se mencionó anteriormente, la naturaleza del grupo con cabeza polar es usada para dividir a los surfactantes en diferentes categorías de tensoactivos, tales como Aniónicos, Catiónicos, No Iónicos y Anfotéricos, los cuales se describen a continuación.

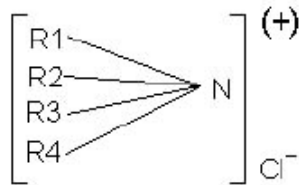
3.4.2.1.1 Tensoactivos aniónicos

Estos compuestos se ionizan en solución. Se constituyen principalmente por una cadena alquílica lineal o ramificada que está formada de 10 a 14 átomos de carbono. Los derivados de ion sulfato o sulfonato son representativos de este grupo como el dodecil benzen sulfonato de sodio:



3.4.2.1.2 Tensoactivos catiónicos

El grupo hidrófobo de la molécula queda cargado positivamente debido a la formación de iones en solución. Generalmente son compuestos cuaternarios de amonio o una amina grasa en medio ácido.

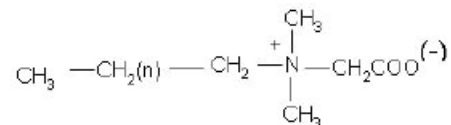


3.4.2.1.3 Tensoactivos anfotéricos

Este tipo de compuestos pueden comportarse como tensoactivos aniónicos o catiónicos de acuerdo a las condiciones del medio.

Si se encuentran en un medio básico, son aniónicos y en medio ácido son catiónicos. Gran parte de los surfactantes anfóteros contienen un grupo amonio o amino que se convierte a cuaternario en un medio ácido adquiriendo carga neta positiva.

En este grupo se pueden encontrar los aminoácidos, fosfolípidos y betainas. Alquil Dimetil Betaina



3.4.2.1.4 Tensoactivos no iónicos

Este grupo de Tensoactivos se solubilizan sin ionizarse, debido a la presencia de grupos solubilizantes débiles (hidrófilos) como enlace tipo éter o grupos hidroxilos en su molécula. Dentro de este grupo de compuestos se encuentran los alcoholes grasos o fenoles.

3.5 Estabilidad de una espuma

La estabilidad de la espuma, es un factor importante que debe de considerarse en la elaboración de un fluido de perforación espumado. La estabilidad de la espuma es evaluada por uno de los siguientes 3 métodos:

1. El tiempo de vida de las burbujas individuales
2. El estado de equilibrio dinámico de un volumen de espuma bajo determinadas condiciones de flujo de gas, agitación o corte.
3. La tasa de colapso de una columna estática de espuma.

Las pruebas de “Estado de equilibrio dinámico de un volumen de espuma” son difíciles de reproducir dado que la generación de espuma y su colapso no son siempre uniformes. Además, el primer método se ve fuertemente influenciado en los resultados obtenidos de las pruebas debido al efecto que pueden tener agentes contaminantes y vibraciones generadas durante la prueba.

A pesar de lo anterior, las pruebas de “Estado de equilibrio dinámico de un volumen de espuma” y la prueba de “Tasa de colapso de una columna estática de espuma” son los más comúnmente usados. Estas dos últimas pruebas se describen a continuación:

3.5.1 Prueba dinámica de espuma

En esta prueba, la espuma es generada mediante el flujo de gas a través de un orificio dentro de una solución de prueba. El estado de equilibrio del volumen de la espuma es mantenido bajo un flujo de gas constante dentro de la columna y es medido.

Usualmente esta técnica es usada para evaluar la estabilidad de espumas evanescentes.

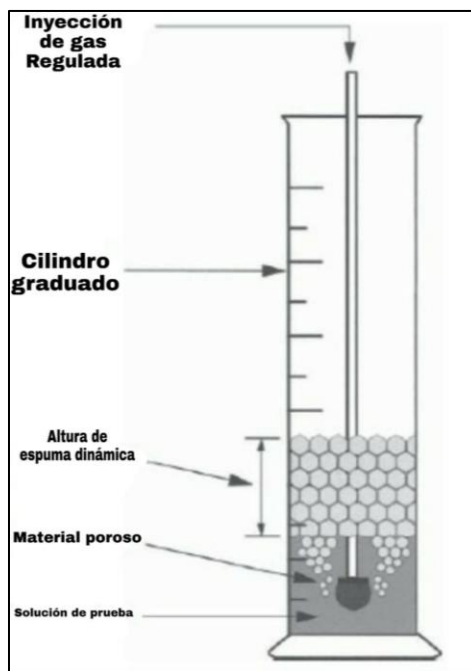


Figura 3. 6 Prueba dinámica de espuma

3.5.2 Prueba estática de espuma

También conocida como prueba Ross-Miles. Durante esta prueba la espuma es usualmente generada mediante el llenado de una pipeta con un volumen dado de solución de espuma, posterior al llenado de la pipeta, la solución se deja caer a una distancia específica sobre un volumen de la misma solución que está contenido en un recipiente.

El volumen de la espuma que es producido inmediatamente tras el llenado de la pipeta, conocido como volumen de espuma inicial, es medido al igual que la desintegración en el volumen de espuma a lo largo de un cierto periodo de tiempo.

Es importante mencionar que existen diversas técnicas para llevar a cabo el tipo de prueba conocido como Ross-Miles.

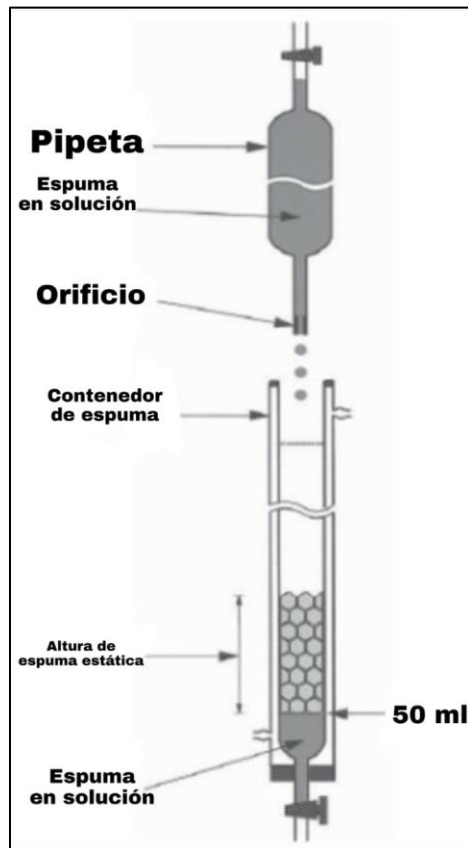


Figura 3. 7 Prueba estática de espuma

En las pruebas de espuma estática es muy fácil medir el volumen de líquido que se ha separado después de un intervalo específico. El volumen separado, expresado como el porcentaje del volumen original de líquido espumado es conocido como el número de espuma.

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 del gas y el cambio en la distribución del tamaño de burbuja.

3.6 Medición de la tensión interfacial

La medición de la tensión Interfacial es un factor muy importante a considerar durante la elaboración de un fluido de perforación de baja densidad base acuosa, ya que de este parámetro dependerá la estabilidad de las burbujas que integran las espumas de nuestro fluido de perforación.

Existen diversos métodos para lograr estimar este parámetro, los cuales se basan en la medición de distintos parámetros como se muestra a continuación:

1. Métodos basados en la medición de una fuerza
 - 1.1 Método de placa o método de Willhelmy
 - 1.2 Método del anillo o método de Nouy
2. Métodos basados en la medición de la presión
 - 2.1 Método de elevación capilar
 - 2.2 Método de presión de burbuja
3. Métodos basados en medidas geométricas o de deformación de una interface en un campo gravitacional
 - 3.1 Método de gota pendiente
 - 3.2 Método de gota colocada
 - 3.3 Método de gota giratoria

Estos métodos se describen a continuación.

3.6.1 Métodos basados en la medición de una fuerza

3.6.1.1 Método de placa o método de Willhelmy

También conocido como método de la placa de Willhelmy. En este método se utiliza una placa de platino de geometría rectangular perfectamente conocida suspendida verticalmente sobre una balanza de precisión.

El proceso para medir la tensión Interfacial es el siguiente:

- 1) El lado inferior de la placa se pone en contacto de manera horizontal con la superficie del líquido para que se moje.
- 2) Se ejerce una fuerza vertical sobre la placa para levantarla. A medida que la placa se eleva verticalmente, a cada lado de la misma se forma una interface curva.
- 3) Se levanta la placa hasta que se desprenda completamente del líquido.
- 4) En la posición justo antes del arranque se puede calcular el equilibrio de fuerzas entre las fuerzas de tensión que se aplican en ambos lados de la placa, como se muestra en la **figura 3.8**

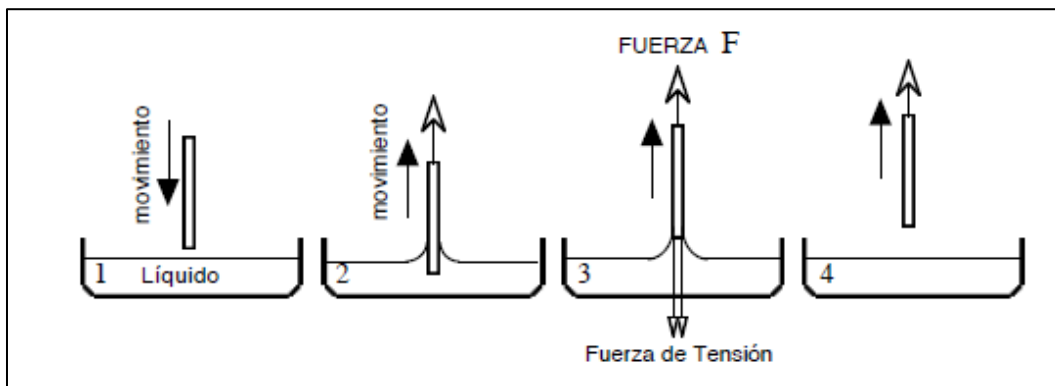


Figura 3. 8 Método de placa (Willhelmy)

Para lograr obtener una estimación de la tensión se utiliza el siguiente modelo, **figura 3.9**

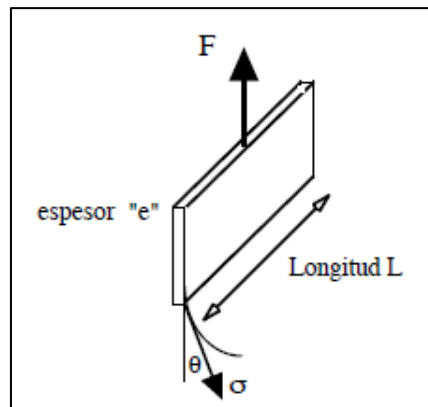


Figura 3. 9 Diagrama de cuerpo libre de la placa

Mediante un balance de fuerzas:

$$F = 2(L + e)\sigma \cos \theta \quad (19)$$

Se sabe que $e \ll L$ y $\theta = 0$

$$\sigma = \frac{F}{2L} \quad (20)$$

Donde:

F= Fuerza [dinas]

L= Longitud de la placa [cm]

Generalmente, se usan una placa de platino y, usualmente, se hace uso de ciertos modelos automáticos que utilizan un motor que proporciona la potencia necesaria para levantar la placa y un sistema que monitorea la fuerza.

En la práctica se puede colocar el líquido dentro del recipiente y dejar que se logre el equilibrio en la superficie, por lo tanto, este método se puede adaptar fácilmente a sistemas que contienen sustancias surfactantes, debido a que el tiempo de adsorción de este tipo de sustancias suele ser largo.

3.6.1.2 Método del anillo o método de Nouy

Este método es similar al método de placa, en este método se usa un anillo tórico suspendido horizontalmente de forma paralela con la superficie.

El radio de este anillo es de un radio "R" y esta echo de un alambre de radio "r", obteniéndose un perímetro total de $L=4\pi r$, como se muestra en la **figura 3.10**

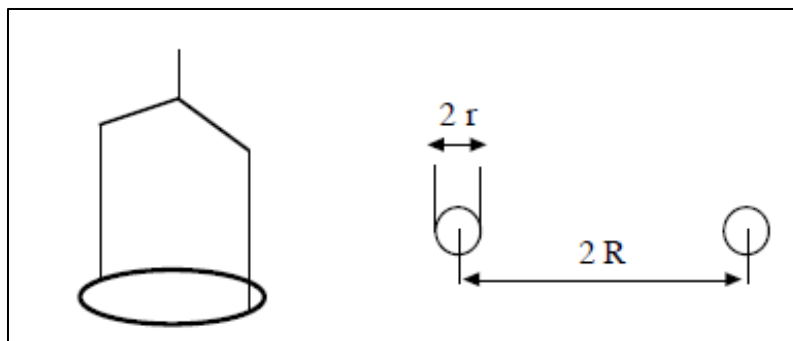


Figura 3. 10 Dimensionamiento del método del anillo

Para lograr estimar la tensión superficial por este método primero se moja completamente el anillo y se procede a levantarlo paulatinamente hasta lograr el arranque.

Es importante mencionar que durante la medición de la tensión superficial por este método se deben tomar en cuenta dos consideraciones:

- 1) La dirección de la aplicación de la fuerza de tensión varía a medida que se extrae el anillo del líquido tal y como se muestra en la **figura 3.11**. Sin embargo, existe una posición en la cual la fuerza de tensión es máxima, número 2 de la **figura 3.12**, y se puede considerar como la posición y fuerza de tensión óptima, ya que en este método experimental se mide la fuerza máxima.

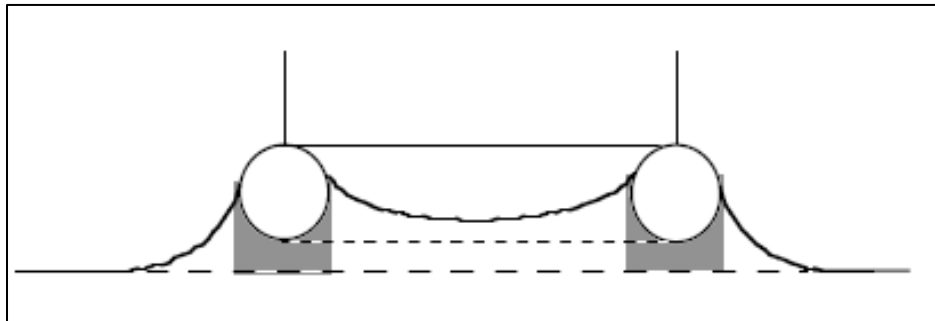


Figura 3. 11 Variación de la dirección de la fuerza de tensión a medida que se extrae el anillo del líquido

- 2) Se debe considerar el hecho de que, durante el arranque existe una parte del líquido que está colgando del anillo y que produce un efecto hidrostático el cual corresponde a la parte sombreada de la **figura 3.11**. Para esto Karkins y Jordan publicaron hace más de 60 años tablas de corrección para la forma del menisco. Algunos tensiómetros computarizados toman en cuenta esta corrección de forma automática.

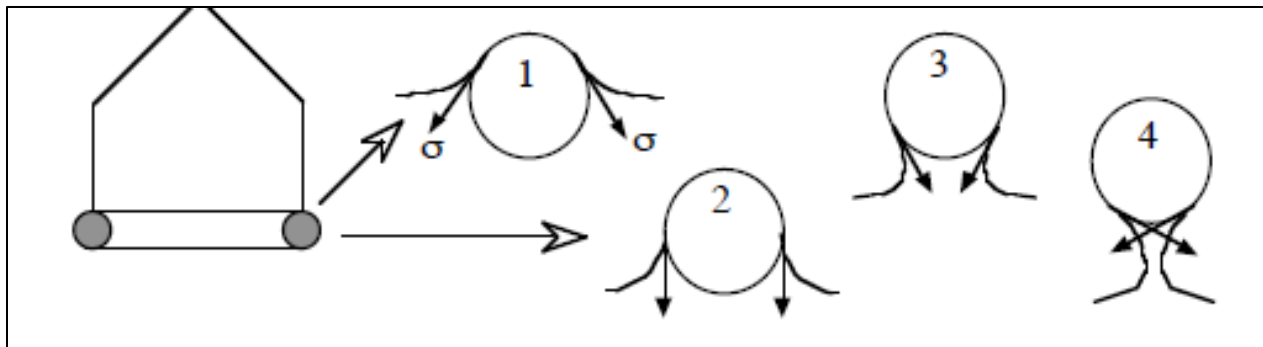


Figura 3. 12 Efecto hidrostático por colgamiento del líquido

Otro problema surge al medir la tensión superficial o Interfacial de soluciones que contienen surfactantes, el cual es el tiempo de equilibrio. Esto último debido a que con este método se modifica la superficie al arrancar el anillo, particularmente en la zona donde se ejerce la fuerza de tensión.

Por lo tanto, tomando en cuenta lo anterior, se debe proceder como se describe a continuación:

- 1) Se debe levantar el anillo hasta sobrepasar la fuerza máxima, cuidando de no producir el arranque del anillo.
- 2) Bajar el anillo y esperar algunos segundos
- 3) Levantar de nuevo el anillo hasta sobrepasar la fuerza máxima son producir el arranque del anillo y así sucesivamente.

Al reproducir el proceso anterior se obtienen una serie de datos de tiempo contra fuerza o tensión, y al graficarlos se obtendrá un valor constante de fuerza o tensión contra el tiempo como se muestra en la **figura 3.13**, el cual se considerará como el punto de equilibrio.

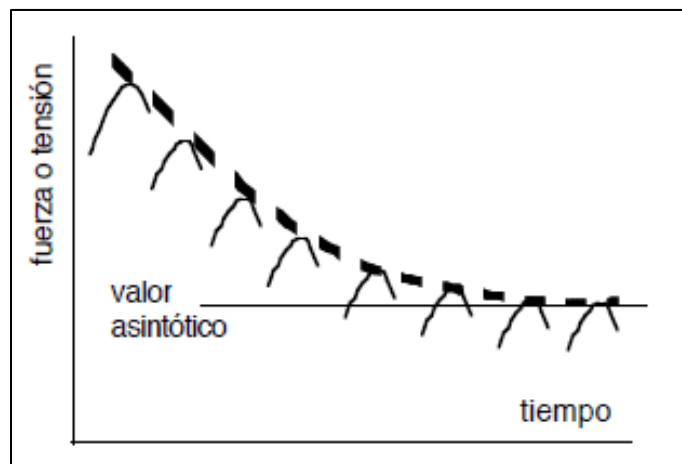


Figura 3. 13 Serie de mediciones hasta alcanzar el equilibrio

Es en este punto donde se logrará obtener un valor adecuado de la medición de la fuerza o tensión.

3.6.2 Métodos basados sobre una medida de presión

Este tipo de métodos están basados en la aplicación de la ecuación de la Capilaridad de Laplace, en la cual se indica que existe una diferencia de presiones en una interface curva:

$$\Delta P = \gamma H \quad (21)$$

Donde H es la curvatura promedio de la interface en el punto. Este factor se obtiene como el promedio entre las dos curvaturas principales R1 y R2 en el punto:

$$H = \frac{1}{R1} + \frac{1}{R2} \quad (22)$$

3.6.2.1 Método de la elevación capilar

Para este método se coloca un líquido dentro de un tubo capilar, el cual posee un material que debe ser mojable por el líquido, esto con el fin de lograr que el líquido ascienda por el tubo

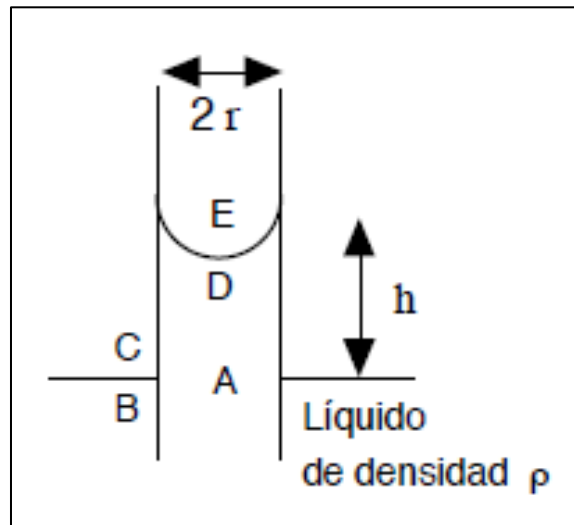


Figura 3. 14 Distribución del líquido por ascenso capilar

Si se observa el ascenso del líquido por el tubo capilar, se podrá observar que por encima del punto E solo se tiene gas y la interface de forma esférica se encuentra entre el punto E y D, por lo tanto, mediante la ecuación de Laplace:

$$PE - PD = \Delta P = \frac{2\gamma}{R} \quad (23)$$

Donde R es el radio de curvatura de la interface.

Así mismo, por la ley de la hidrostática:

$$PD = PA - \rho gh \quad (24)$$

Combinando ambas ecuaciones se obtiene que:

$$\rho gh = \frac{2\gamma}{R} \quad (25)$$

Donde:

ρ = Densidad [g/cm³]

g = Gravedad

h = ascenso capilar [cm]

γ = tensión Interfacial [dinas/cm³]

R = Radio de curvatura de la interface [cm]

Por lo que el ascenso capilar “ h ” está relacionado con la tensión Interfacial “ γ ”

3.6.2.2 Método de presión de burbuja

Este método es relativamente sencillo, ya que consiste en formar una burbuja colocando un tubo dentro de un líquido e inyectar gas a través del tubo.

Es importante mencionar que la presión en este sistema alcanza un máximo cuando el diámetro de la burbuja y el diámetro del tubo se igualan. El sistema descrito se muestra en la **figura 3.15**

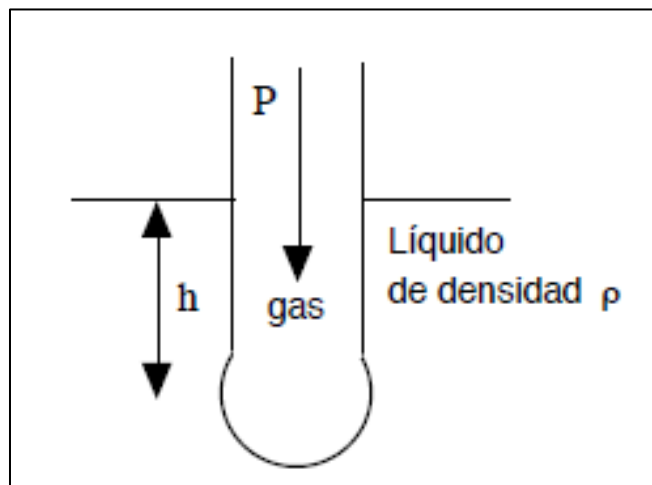


Figura 3. 15 Sistema del método de presión de burbuja

La siguiente expresión permite estimar la presión máxima:

$$P = \frac{2\gamma}{R} + \rho gh \quad (26)$$

Donde:

γ = Tensión Interfacial [dinas/cm³]

R = Radio de curvatura de la interface [cm]

ρ = Densidad [g/cm³]

g = Gravedad

h =Altura de la burbuja [cm]

El problema más común con este método es la determinación del radio exacto de mojabilidad.

3.6.3 Métodos basados en medidas geométricas o de formación de una interface en un campo gravitacional.

3.6.3.1 Método de gota pendiente

Este método es relativamente simple, ya que mediante el uso de un gotero se produce una gota, la cual se deja colgada de la punta del gotero. En este punto, la fuerza de gravedad tiende a estirar la gota, mientras que la fuerza de tensión tiende a encogerla.

Al mantener la gota colgada de pueden observar dos diferentes diámetros, estas dos longitudes pueden ser fácilmente medidas con un telemicroscopio o sobre una macrofotografía, y mediante los monogramas de Andreas, Hauser y otros se puede estimar la tensión Interfacial.

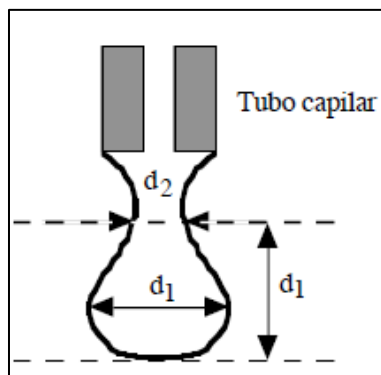


Figura 3. 16 Distribución de diámetros en gota pendiente

3.6.3.2 Método de la gota colocada

El método de la gota colocada es particularmente útil cuando se tiene una tensión relativamente baja.

Para este método, se coloca la gota del fluido contra una superficie sólida que no sea mojada por la superficie de la gota. Al colocar la gota contra la superficie se debe observar un radio "r" y una altura "h" como se indica en **figura 3.17**

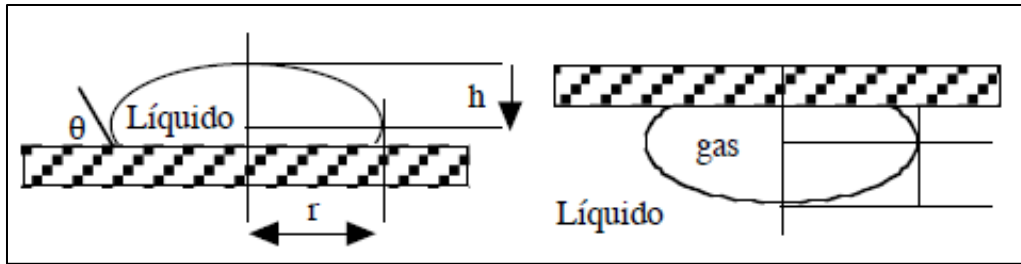


Figura 3. 17 Distribución de la geometría de la gota en el método de gota colocada

Si la gota se encuentra lo suficientemente contraída, es decir que $r \gg h$, se puede considerar que la curvatura de la gota en el extremo superior o inferior, polo, tiende a cero, y por lo tanto la distancia o altura "h" del polo al centro de la gota no depende del diámetro de la gota. Para estos casos específicos, se puede deducir la tensión Interfacial o superficial por la siguiente relación:

$$\gamma = \frac{1}{2} \Delta \rho g h^2 \quad (27)$$

Donde $\Delta \rho$ es la diferencia de densidad relativa de un fluido respecto del otro.

Por otro lado, si se observa que la gota colocada sobre la superficie no se encuentra lo suficientemente contraída se puede usar la siguiente relación para deducir la tensión superficial o Interfacial.

$$\gamma = \frac{1}{2} \Delta \rho g h^2 \left[1 + 0,61 \frac{h}{r} \left(1 - \frac{4h^2}{r^2} \right) \right] \quad (28)$$

Donde:

$\Delta \rho$ = Diferencia de densidad relativa entre los fluidos [g/cm³]

g= Gravedad

h= Altura [cm]

r= radio de la gota [cm]

3.6.3.3 Método de gota giratoria

El método de gota giratoria consiste en introducir una gota de fluido dentro de un tubo lleno de un líquido de mayor densidad respecto al líquido de la gota introducida. Este tubo es colocado de forma horizontal y se hace girar sobre su propio eje, produciendo fuerza centrípeta, de esta forma el líquido de menor densidad se concentra cerca del eje, observándose un alargamiento de la gota, por otro lado, la fuerza de tensión tiende a reducir el área Interfacial de la gota, resultando en un encogimiento de la misma.

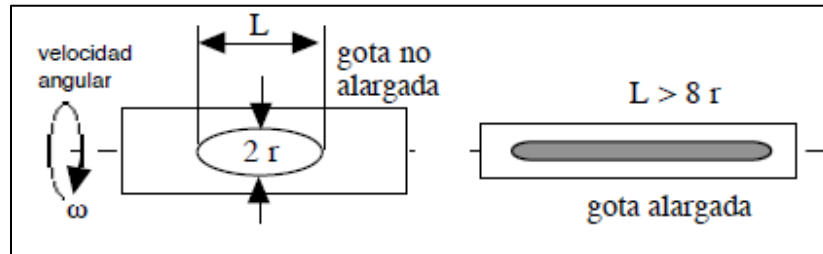


Figura 3. 18 Distribución de la geometría en el método de gota giratoria

Mientras el tubo gira sobre su propio eje la gota tomara una forma que se aproxima a un cilindro de extremidades esféricas de tal forma que $L \gg 8r$. En ese momento, se debe medir el radio de la gota y posteriormente se puede estimar la tensión Interfacial mediante la siguiente expresión.

$$\gamma = \frac{1}{4} \Delta \rho \omega^2 r^3 \quad (29)$$

Donde:

r = radio de la gota [cm]

w = velocidad angular del tubo [rad/seg]

$\Delta\rho$ = Diferencia de densidad relativa entre los fluidos [g/cm^3]

CAPÍTULO 4. Desarrollo Experimental

En este capítulo se presentan las pruebas empleadas para la caracterización de un fluido de control desarrollado a base de microburbujas, que podrá ser utilizado para perforar pozos en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados y depresionados.

Pruebas realizadas:

- Densidad
- Potencial de hidrógeno, pH
- Reología y Tixotropía
- Viscosidad cinemática Marsh
- Filtración y Enjarre
- Rolado
- Tensión Superficial
- Estabilidad de las microburbujas

Es importante mencionar que todas las pruebas se realizaron tomando en cuenta la variación de la temperatura y de la presión; esto con el fin de poder obtener valores que ayudaran a describir el comportamiento del fluido con una mayor exactitud.



Figura 4. 1 Fluido a base de microburbujas

4.1 Elaboración del fluido de control a base de microburbujas

El fluido de control a base de microburbujas, se elaboró con la mínima cantidad de aditivos, utilizando agua dulce, esto con el fin de reducir costos en su fabricación. Además, durante las pruebas para la evaluación del comportamiento del fluido de control desarrollado en este proyecto, se trabajó también con fluidos de perforación convencionales bentoníticos base acuosa de naturaleza arcillosa, con la finalidad de comparar la hidráulica ampliamente conocida de estos sistemas con el nuevo fluido de control desarrollado para tener un carácter operativo.

En la **tabla 4.1** se muestran los aditivos usados, así como su función y su concentración.

ADITIVO	FUNCION	CONCENTRACION
POLIMERO 1	VISCOSIFICANTE	1 gr/300 ml
POLIMERO 2	CONTROL DE FILTRADO	4.4 gr/300 ml
SURFACTANTE 1	REDUCTOR DE TENSION INTERFACIAL	1,5 gr/300 ml
SURFACTANTE 2	AGENTE ESTABILIZADOR DE ARCILLAS PROBLEMATICAS	23 ml/300 ml

Tabla 4. 1 Concentración de aditivos

4.2 Pruebas experimentales

Las pruebas realizadas al fluido de control desarrollado en este proyecto tuvieron el fin de analizar el comportamiento reológico tixotrópico para definir la hidráulica del sistema.

La parte experimental se compone de 7 pruebas para el análisis de las propiedades del fluido de control, como lo son: densidad, potencial de hidrógeno, pH, reología y tixotropía, viscosidad cinemática, filtración, tensión superficial y estabilidad de las burbujas con variación de la presión y temperatura.

4.2.1 Densidad del fluido

La densidad de un fluido de control es una de las propiedades más importantes, ya que debe estar diseñada en función de las presiones de la formación.

Un mal diseño en la densidad de un fluido de control puede traer diversos problemas, tales como:

- Pérdidas de circulación
- Fracturamiento de la formación
- Atrapamiento de la sarta de perforación

- Derrumbes en el interior del pozo

Al trabajar en formaciones carbonatadas altamente fracturadas, se debe considerar el hecho de manejar densidades equivalentes de circulación que se adapten a este tipo de formaciones que por lo general varían en un rango de 0.5 a 1 [g/ cm³].

El instrumento más convencional para poder medir la densidad en fluidos de control es la “Balanza de Lodos”



Figura 4. 2 Balanza de lodos

Sin embargo, durante el proceso de medición de la densidad, se hizo uso de una balanza de presión y una probeta, haciendo uso de la relación entre la masa y el volumen, esto debido a que, al trabajar con el fluido a base de microburbujas, los valores de densidad excedían los valores mínimos en el rango de medición de la balanza de lodos, **figura 4.3**. Se utilizaron 48 [ml] de fluido.

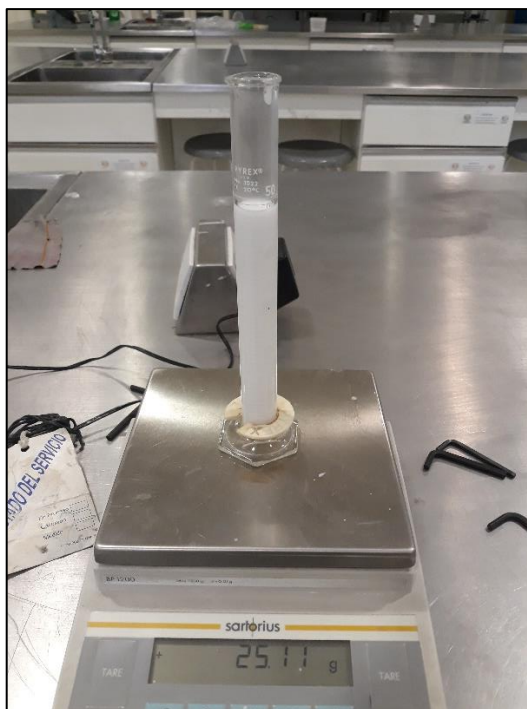


Figura 4. 3 Medición de la densidad

La medición de la densidad se llevó a cabo variando los valores de temperatura de los fluidos de control evaluados, así como usando el fluido de control desarrollado en este proyecto antes y después de generar las microburbujas.

TEMPERATURA °C	Lodo al 6%	Lodo al 8%	Lodo al 10%	Fluido sin microburbujas	Fluido con microburbujas
22	1.05	1.07	1.07	1.02	0.6
60	1.03	1.11	1.05	0.94	0.58
65	0.98	0.95	1	0.94	0.54
70	0.95	0.89	0.98	0.94	0.53
80	0.93	0.87	0.96	0.93	0.53

Tabla 4. 2 Densidad de los fluidos de control en [g/cm³] a diferentes temperaturas

4.2.2 Potencial de hidrógeno, pH

La acidez o la alcalinidad de un fluido de control tiene una gran importancia en las propiedades estáticas y de flujo, en el rendimiento de las arcillas, en la pérdida por filtrado, entre otras.

La acidez y la alcalinidad de un fluido de control se pueden medir por la concentración de iones presentes en el fluido. La escala de pH se encuentra en un rango de 1 a 14, si el pH medido es menor a 7 se trata de un fluido ácido, si el pH medido es mayor a 7 se trata de un fluido alcalino, y si el pH es igual a 7, se clasifica como un fluido neutro.

Para la obtención de los valores de pH del fluido de control desarrollado en este proyecto, se usó un medidor de pH electrónico.



Figura 4. 4 Medidor de pH electrónico usado en la medición

Asimismo, también se obtuvieron los valores de pH de los lodos bentoníticos, obteniendo los siguientes resultados mostrados en la **tabla 4.3**

pH	Lodo al 6%	Lodo al 8%	Lodo al 10%	Fluido con microburbujas
	10.4	10.5	10.1	10.3

Tabla 4. 3 Valores de pH de los fluidos de control

4.2.3 Reología y tixotropía

La importancia de realizar estas pruebas radica en el hecho de poder asegurar la eficaz limpieza del pozo y un óptimo proceso de perforación.

La palabra “Tixotropía” se utiliza para describir el fenómeno en el que las partículas coloidales en un estado de reposo forman geles, y la formación de fluidos viscosos cuando estos geles se someten a agitaciones energéticas.

Por otra parte, la “Reología” se define como la parte de la física que estudia la relación entre el esfuerzo y la deformación en los materiales que son capaces de fluir. En los fluidos de control esta propiedad se utiliza para:

- Calcular las pérdidas de presión por fricción.
- Estimar la contaminación de un fluido de control.
- Determinar los cambios de presión en el interior del pozo durante un viaje.

En conjunto, la reología y la tixotropía permiten determinar el tipo de flujo a emplear para que el fluido de control pueda realizar las siguientes funciones:

- Transporte
- Remoción
- Suspensión

Estas propiedades se obtuvieron mediante el uso del viscosímetro rotacional Fann 35 de 6 velocidades. Las mediciones se realizaron a 3, 6, 100, 200, 300 y 600 RPM para cada uno de los lodos bentoníticos base acuosa de naturaleza arcillosa a 10%, 6% y 8%, y para el fluido desarrollado antes y después de generar las microburbujas, para obtener sistemas comparativos. Posteriormente se generaron los reogramas correspondientes a cada uno de ellos.

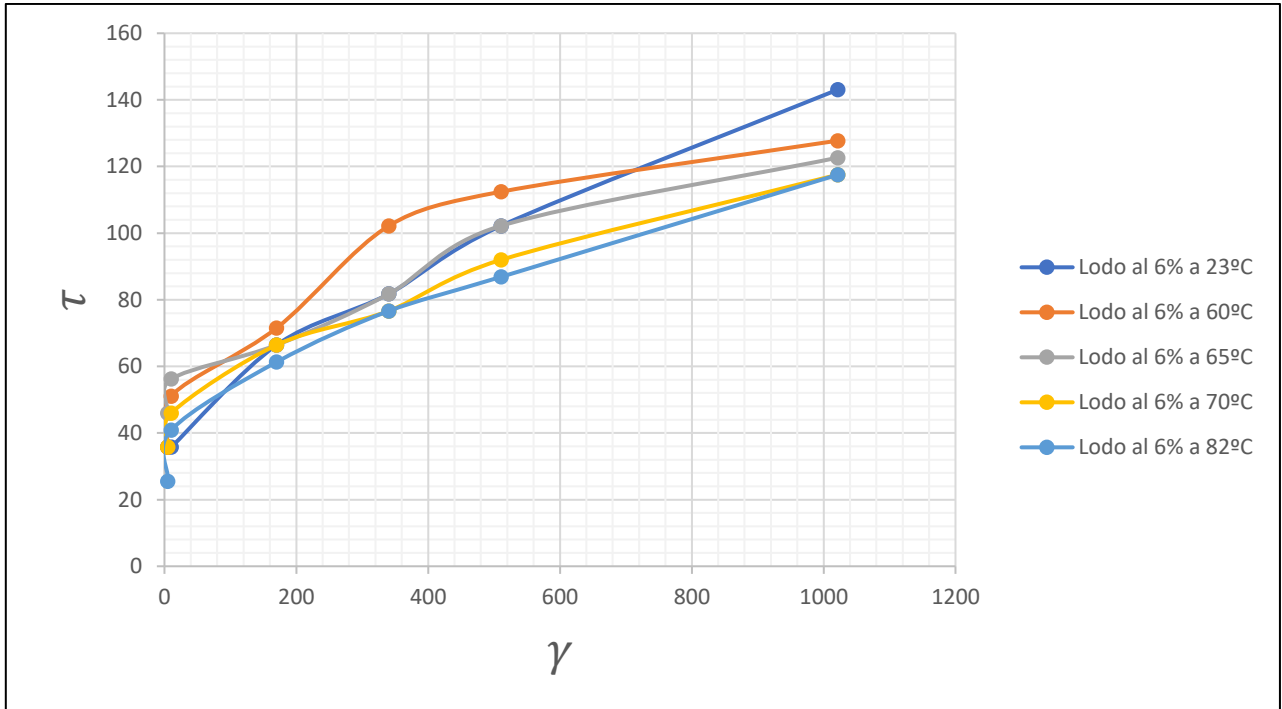
Adicionalmente, se realizaron los reogramas del comportamiento para cada uno de los fluidos variando la temperatura mediante el uso de la termocopa. Estas mediciones se realizaron a 60°C, 65°C, 70°C y 82°C. Para cada uno de los reogramas de lodos bentoníticos, se realizó la comparación con el fluido desarrollado antes y después de generar las microburbujas a cada una de las temperaturas anteriormente mencionadas. Los resultados se muestran en las siguientes tablas y gráficas.



Figura 4. 5 Viscosímetro rotacional Fann 35

LODO BENTONÍTICO AL 6%					
	Temperatura [°C]				
RPM	23	60	65	70	82
3	7	7	9	7	5
6	7	10	11	9	8
100	13	14	13	13	12
200	16	20	16	15	15
300	20	22	20	18	17
600	28	25	24	23	23

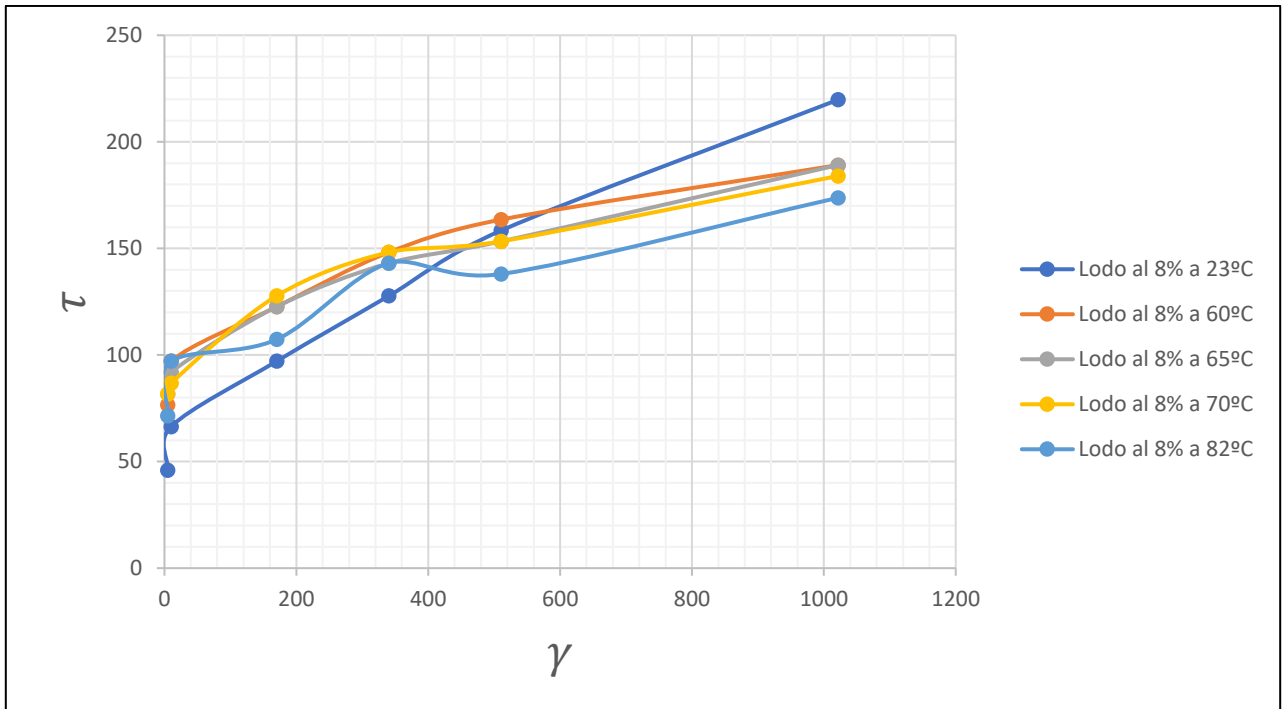
Tabla 4. 4 Lecturas de lodo bentonítico al 6% a diferentes temperaturas



Gráfica 4. 1 Reograma de lodo al 6% a diferentes temperaturas

LODO BENTONÍTICO AL 8%					
	Temperatura [°C]				
RPM	23	60	65	70	82
3	9	15	16	16	14
6	13	19	18	17	19
100	19	24	24	25	21
200	25	29	28	29	28
300	31	32	30	30	27
600	43	37	37	36	34

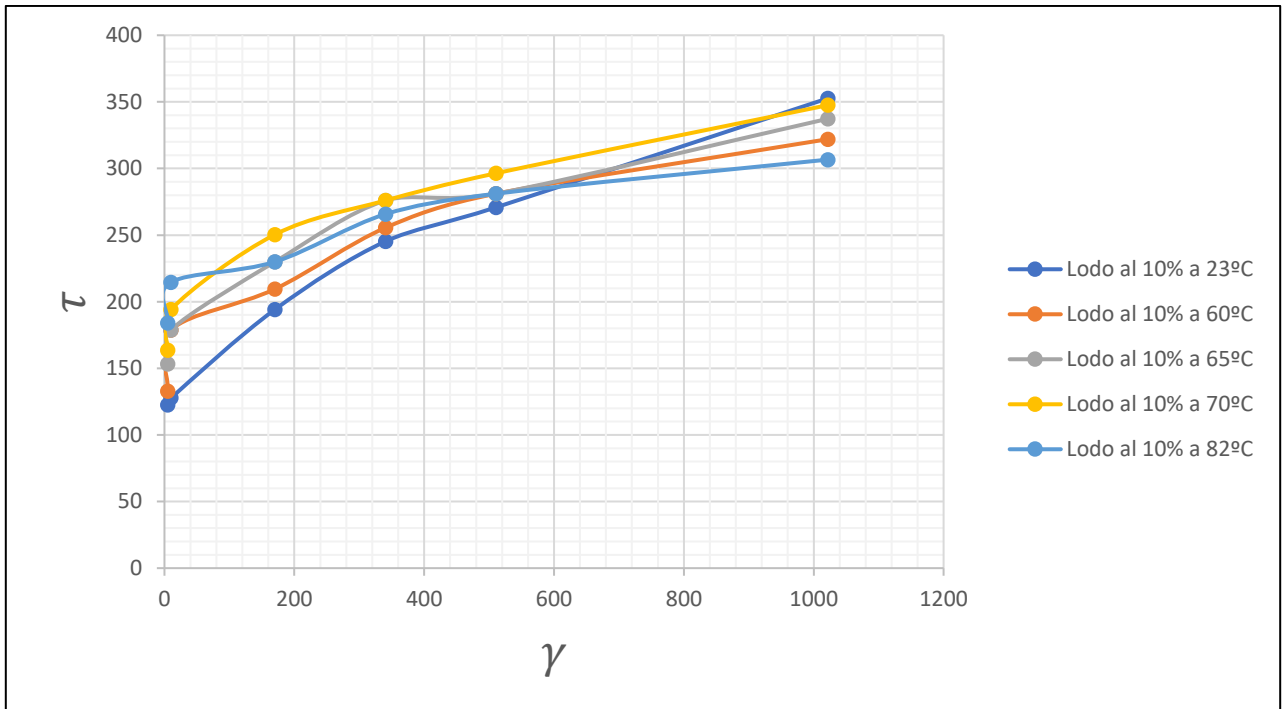
Tabla 4. 5 Lecturas de lodo bentonítico al 8% a diferentes temperaturas



Gráfica 4. 2 Reograma de lodo al 8% a diferentes temperaturas

LODO BENTONÍTICO AL 10%					
	Temperatura [°C]				
RPM	23	60	65	70	82
3	24	26	30	32	36
6	25	35	35	38	42
100	38	41	45	49	45
200	48	50	54	54	52
300	53	55	55	58	55
600	69	63	66	68	60

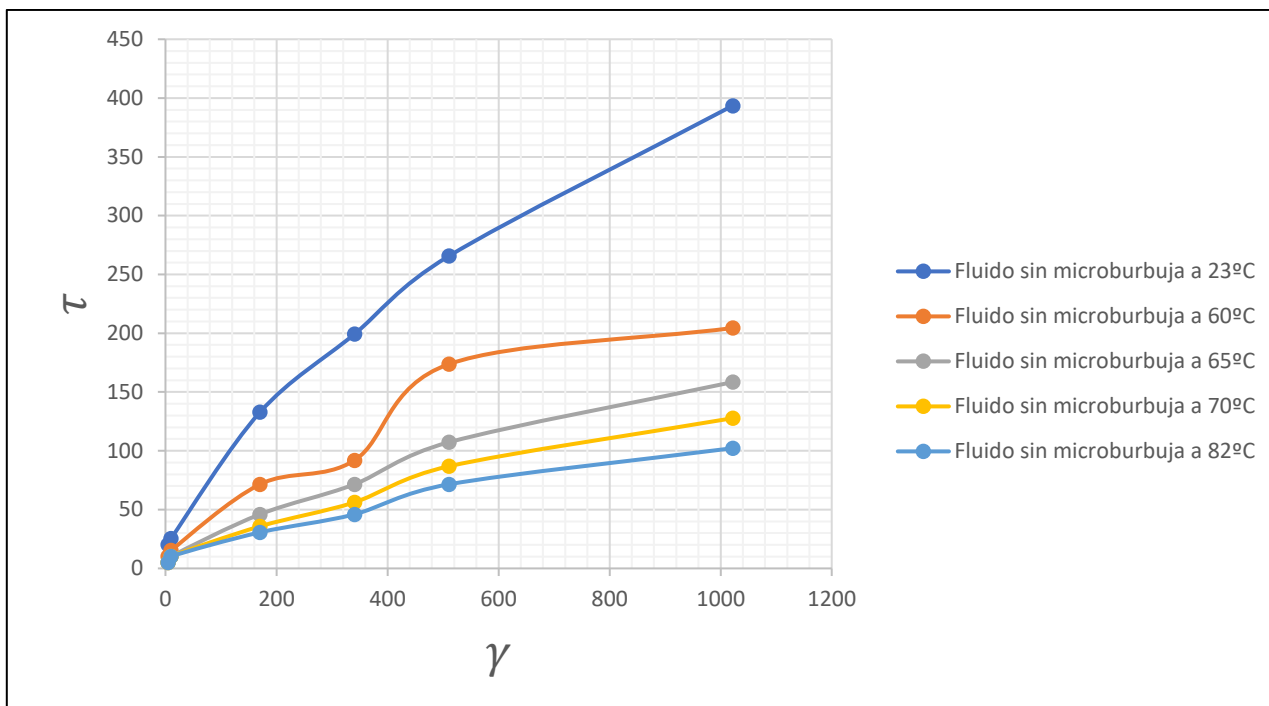
Tabla 4. 6 Lecturas de lodo bentonítico al 10% a diferentes temperaturas



Gráfica 4.3 Reograma de lodo al 10% a diferentes temperaturas

FLUIDO SIN MICROBURBUJAS					
	Temperatura [°C]				
RPM	23	60	65	70	82
3	4	2	1	1	1
6	5	3	2	2	2
100	26	14	9	7	6
200	39	18	14	11	9
300	52	34	21	17	14
600	77	40	31	25	20

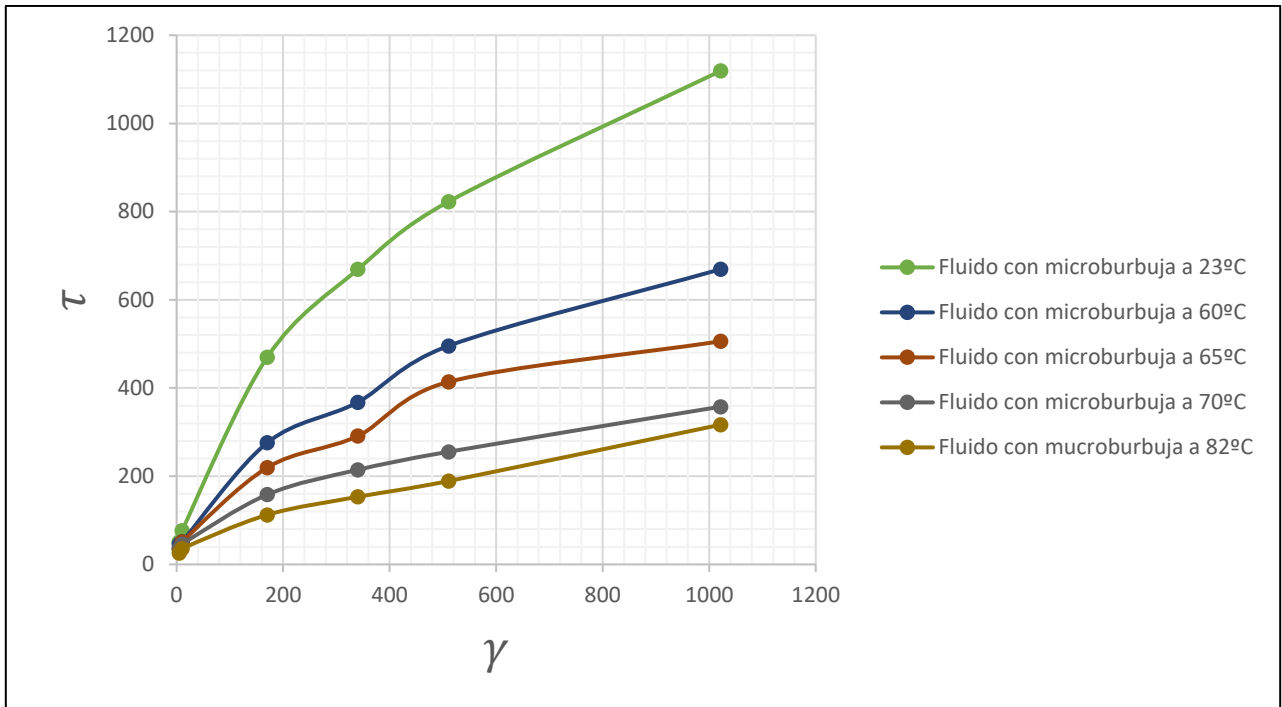
Tabla 4.7 Lecturas de fluido de control sin microburbujas a diferentes temperaturas



Gráfica 4. 4 Reograma fluido de control sin microburbujas a diferentes temperaturas

FLUIDO CON MICROBURBUJAS					
	Temperatura [°C]				
RPM	23	60	65	70	82
3	10	9	7	7	5
6	15	10	10	9	7
100	92	54	43	31	22
200	131	72	57	42	30
300	161	97	81	50	37
600	219	131	99	70	62

Tabla 4. 8 Lecturas de fluido de control con microburbujas a diferentes temperaturas



Gráfica 4.5 Reograma fluido de control con microburbujas a diferentes temperaturas

Después de analizar los reogramas obtenidos, se determinó que el comportamiento reológico que se presenta en los fluidos desarrollados a base de microburbujas es el de "Plástico de Bingham". Posteriormente se realizaron los cálculos de las propiedades reológicas y tixotrópicas.

4.2.4 Viscosidad cinemática Marsh

La viscosidad de un fluido se define como la resistencia de este a fluir. Al utilizar el embudo Marsh se mide el tiempo requerido en segundos para que un cuarto de galón de lodo fluya a través del embudo Marsh. Este tiempo de escurrimiento se ve fuertemente alterado por la cantidad de sólidos y gases presentes en el fluido, por este motivo, la viscosidad se ve alterada.

Es importante mencionar que la viscosidad obtenida no es la viscosidad verdadera, pero sirve como una medida cualitativa. Esta prueba se realiza previamente al fluido antes de generar las microburbujas.



Figura 4. 6 Medición de la viscosidad cinemática Marsh

La prueba se realizó manteniendo el embudo en posición vertical, se tapa el orificio de salida y se vierte el fluido a través de la malla hasta alcanzar el nivel, ya con el fluido en el embudo, se retira la tapa del orificio y se mide el tiempo de escurrimiento. Los resultados obtenidos en forma comparativa de los fluidos base acuosa de naturaleza arcillosa y el fluido desarrollado sin microburbujas se muestran en la **tabla 4.9**

MUESTRA	LODO AL 6%	LODO AL 8%	LODO AL 10%	FLUIDO SIN MICROBURBUJAS
TIEMPO DE ESCURRIMIENTO SEG	48	75	163	189

Tabla 4. 9 Tiempo de escurrimiento en los sistemas analizados

4.2.5 Filtración y enjarre

El conocimiento del volumen de filtrado hacia la formación procedente del fluido de control es de vital importancia para evitar problemas como:

- Daño a la formación
- Reducción de la densidad
- Pérdida completa del pozo

La pérdida de la fase líquida de un fluido de control es controlada por el enjarre, el cual es un depósito que debe ser de bajo espesor con propiedades elástico plásticas, se forma entre el fluido de control y las paredes internas del pozo. Para poder conocer este volumen de filtrado se hace uso del filtro prensa, en ella se coloca una celda para contener el volumen de líquido, papel filtro y una malla; posteriormente el fluido se somete durante 8 minutos a una presión de 100 [psi] y el volumen filtrado se obtiene con una probeta colocada debajo del equipo. Los resultados obtenidos en forma comparativa de los fluidos base acuosa de naturaleza arcillosa y el fluido desarrollado con microburbujas se muestran en la **tabla 4.10**

MUESTRA	LODO AL 6%	LODO AL 8%	LODO AL 10%	FLUIDO CON MICROBURBUJAS
VOLUMEN DE FILTRADO ml	13.2	12	8.2	50

Tabla 4. 10 Volumen de filtrado en los sistemas analizados



Figura 4. 7 Filtro prensa

Para obtener el espesor del enjarre, una vez terminada la prueba, se separó el papel filtro de la celda y se midió el enjarre con un Vernier, los resultados del enjarre se muestran en la **tabla 4.11**

MUESTRA	LODO AL 6%	LODO AL 8%	LODO AL 10%	FLUIDO CON MICROBURBUJAS
ESPEJOR DE ENJARRE mm	2.2	2.4	2.6	1.79

Tabla 4. 11 Espesor del enjarre de los sistemas analizados



Figura 4. 8 Enjarre

4.2.6 Rolado

El principal objetivo de la prueba de rolado es obtener el comportamiento reológico-tixotrópico del fluido de control desarrollado para verificar su estabilidad térmica en un periodo de tiempo controlado.

La prueba se realizó en el horno rolator, colocando una cantidad específica de volumen del fluido de control a base de microburbujas antes de generar las microburbujas en una cápsula de rolado, como se muestra en la **figura 4.9**.

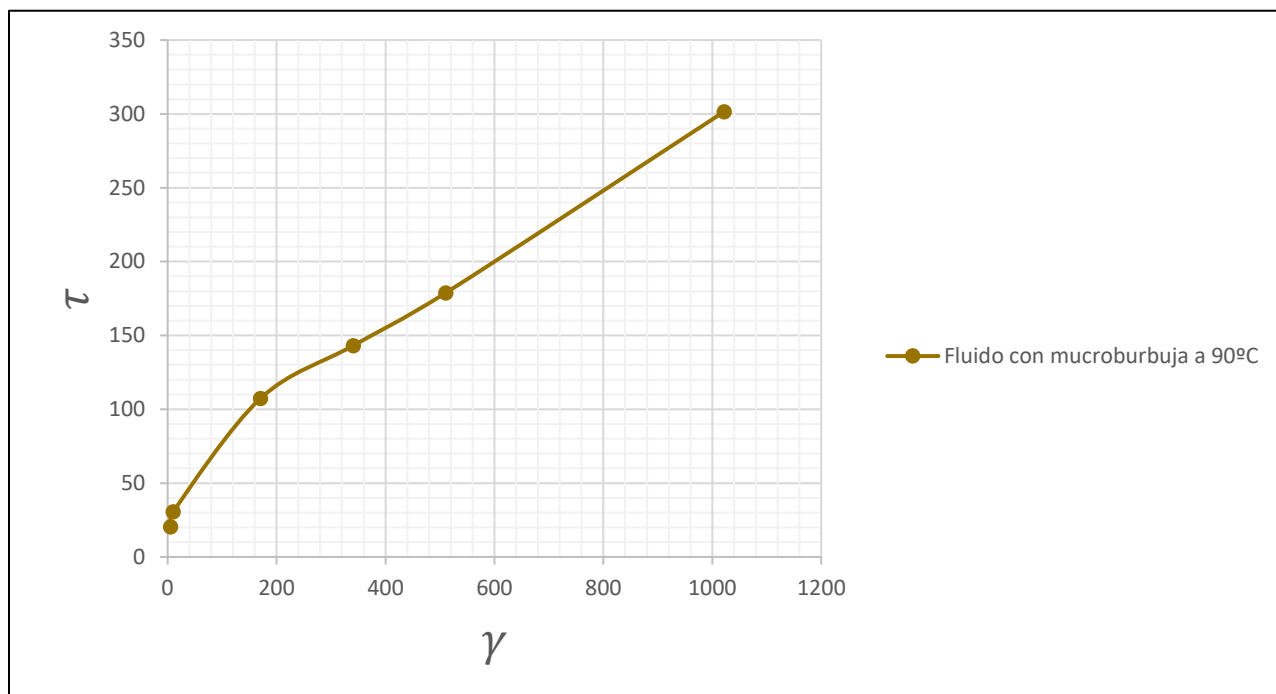


Figura 4. 9 Cápsula de prueba de rolado

El fluido se sometió a la prueba de rolado durante un tiempo de 12 horas a una temperatura de 90 [°C], obteniéndose el siguiente comportamiento reológico después de rolar y generar las microburbujas.

Fluido con microburbujas a 90[°C]	
N[rpm]	Φ
3	4
6	6
100	21
200	28
300	35
600	59

Tabla 4. 12 Lecturas del fluido de control con microburbujas en la prueba de rolado



Gráfica 4. 6 Reograma del fluido de control con microburbujas durante la prueba de rolado

4.2.7 Tensión superficial

Como se había mencionado anteriormente, la tensión superficial es importante en la formación de las microburbujas. Cuando un líquido se encuentra expuesto a un gas existe un límite de contacto entre las dos fases, la fase líquida y la fase gaseosa. En este punto se debe recordar que están presentes las fuerzas de Van Der Waals, y justamente en el límite de contacto de las dos fases estas fuerzas difieren en magnitud respecto a las demás. Este desequilibrio de fuerzas promueve que las moléculas del gas se desplacen hacia el interior del líquido causando fuerzas de contracción en el límite de contacto de las dos fases. A la fuerza contráctil ejercida en límite de contacto se le conoce como tensión interfacial.

La medición de este parámetro es fundamental en el fluido de control desarrollado, ya que permite, mediante la agitación del fluido, atrapar el aire de la atmósfera dentro del líquido y mantenerlo encapsulado durante un periodo de tiempo, formando las microburbujas para determinar su estabilidad de las propiedades reológicas y tixotrópicas del sistema. Asimismo, cuando el fluido de control se deja en reposo durante un lapso de tiempo a presión atmosférica, la tensión superficial se reduce, dejando escapar el aire atrapado en las microburbujas fenómeno que se requiere para operaciones de campo como es su recirculación al pozo sin afectar los equipos mecánicos.

El método por el cual se logró medir la tensión interfacial fue por el método del anillo, para ello se usó el Tensiómetro Fisher Modelo 20. Primeramente, el equipo debe ser calibrado a las condiciones de laboratorio, en un vaso de precipitado se agregan 60 [ml] de muestra del fluido sin microburbujas desarrollado, posteriormente se baja suavemente el anillo, se vuelve a calibrar nuevamente y se enciende de forma vertical, de forma que el anillo se eleva lentamente, de esta manera, cuando la fuerza de desplazamiento supera la fuerza de tensión interfacial, el mecanismo del tensiómetro se detiene y se puede obtener la lectura de la tensión superficial mediante un vernier integrado en el tensiómetro. Este procedimiento se aplica también al sistema desarrollado con microburbujas.

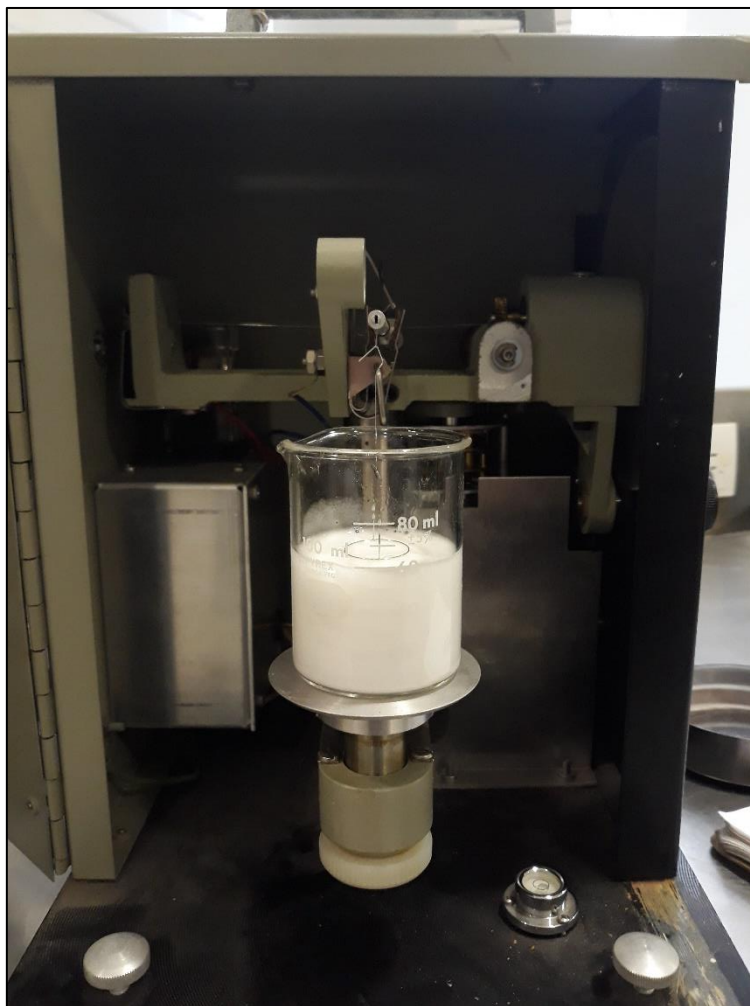


Figura 4. 10 Tensiómetro Fisher Modelo 20

Durante esta prueba se obtuvo la tensión superficial del fluido desarrollado en este proyecto y de los lodos bentoníticos, los resultados se muestran a continuación en la **tabla 4.13**

MUESTRA	LODO AL 6%	LODO AL 8%	LODO AL 10%	FLUIDO SIN MICROBURBUJAS	FLUIDO CON MICROBURBUJAS
Tensión superficial dinas/cm	84	62	77	40	43

Tabla 4. 13 Tensión superficial de los sistemas analizados

4.2.8 Estabilidad de las microburbujas

Esta prueba se realiza con el fin de conocer el tiempo de degradación de las microburbujas en el fluido desarrollado, para ello, el fluido con microburbujas se deja en reposo a temperatura ambiente y se mide el tiempo en que el sistema pasa de un sistema a base de microburbujas a un sistema base líquida.

Al realizar esta prueba, se obtuvo que el tiempo de degradación de la espuma es de 8 horas con 20 minutos. Sin embargo, se recuperan las microburbujas por medio de la agitación rotacional.

CAPÍTULO 5. Análisis de las Pruebas Experimentales

En este capítulo se hace el análisis de las pruebas experimentales realizadas a los 5 sistemas evaluados, para seleccionar el fluido de microburbujas que mejores resultados aportará para su aplicación en campo de acuerdo a la hidráulica de perforación requerida. Cabe destacar que se hace especial mención a que los resultados obtenidos sean los óptimos para la aplicación del fluido a base de microburbujas en formaciones depresionadas fracturadas de naturaleza carbonatada.

5.1 Densidad

La densidad se seleccionó en base al gradiente de presión que presentan las formaciones carbonatadas, las cuales se encuentran en un rango de operación de 0.4 a 1 g/cm³

Para el caso del fluido a base de microburbujas, se obtuvo su densidad antes y después de generar las microburbujas, las cuales se midieron a diferentes condiciones de temperatura manteniendo la presión constante.

El objetivo de poder obtener estos valores a diferentes temperaturas es observar su efecto en las propiedades del sistema, ya que es un indicador de su estabilidad. Los valores se muestran en la **tabla 5.1**

TEMPERATURA °C	Fluido sin microburbujas	Fluido con microburbujas
22	1.02	0.6
60	0.94	0.58
65	0.94	0.54
70	0.94	0.53
80	0.93	0.53

Tabla 5. 1 Densidad en [g/cm³] del fluido a base de microburbujas

Se puede observar que la variación de la densidad respecto a la temperatura es mínima, para el fluido desarrollado antes de generar las microburbujas, a temperatura ambiente, la densidad es de 1.02 [g/cm³] y a una temperatura de 80 [°C] la densidad se reduce a 0.93 [g/cm³], lo cual muestra que hay una variación de 0.09.

Por otro lado, al generar las microburbujas, se obtuvo una densidad a temperatura ambiente de 0.6 [g/cm³] y al elevar la temperatura a 80[°C] se observó que la densidad disminuye a 0.53 [g/cm³], mostrando una variación de 0.07.

La estabilidad térmica en este tipo de fluidos en relación a la densidad es fundamental para diseñar un óptimo fluido de control para satisfacer las necesidades de operación de la perforación de un pozo. Por lo tanto, con lo observado durante los análisis de densidad a diferentes temperaturas se concluye que el fluido de control a base de microburbujas es térmicamente estable.

5.2 Potencial de hidrógeno, pH

Generalmente los fluidos de control son alcalinos. Al medir y analizar el pH del fluido desarrollado se observó que el pH se encuentra entre 10.3 y 10.5 antes y después de generar las microburbujas respectivamente, por lo cual se concluye que el fluido a base de microburbujas es alcalino, Los resultados se muestran en la siguiente tabla de acuerdo al comportamiento reológico-tixotrópico.

pH	Fluido sin microburbujas	Fluido con microburbujas
	10.5	10.3

Tabla 5. 2 pH de los fluidos a base de microburbujas

5.3 Reología y tixotropía

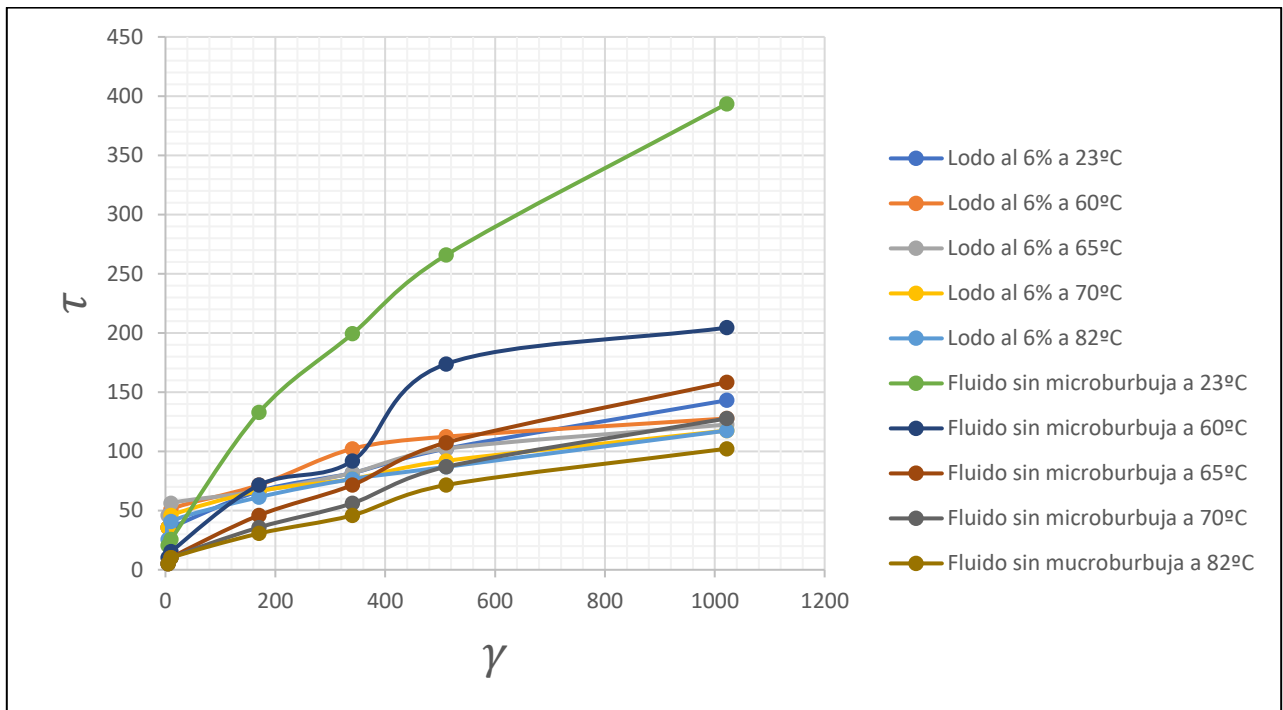
En el capítulo 4 se presentaron las gráficas que representan el comportamiento reológico – tixotrópico de los fluidos de control analizados, de igual manera, se concluyó que el modelo que representa el comportamiento del fluido de control a base de microburbujas corresponde al modelo de Plástico de Bingham que rige el comportamiento hidráulico de fluidos de control convencionales y no convencionales.

A continuación, se muestran las comparaciones de los modelos reológicos y tixotrópicos del fluido a base de microburbujas antes y después de generar las microburbujas con los fluidos de perforación bentónicos base acuosa de naturaleza arcillosa. La finalidad de esta comparación es lograr identificar cuál de los fluidos de perforación bentónicos ha sido de mayor empleo de acuerdo a su hidráulica para tener un sistema comparativo de un patrón de comportamiento hidráulico que ha determinado las condiciones de operación en la limpieza del agujero.

Esta prueba es muy importante, ya que el fluido presenta un estado líquido a condiciones atmosféricas antes de generar las microburbujas debido a los sistemas de perforación rotatoria, lo que va a determinar las condiciones para poder recircularse sin afectar las propiedades hidráulicas requeridas.

La primera comparación se lleva a cabo con el fluido de perforación bentónicos al 6%, 8% y 10%, con el fluido antes y después de generar las microburbujas para

observar las similitudes en su comportamiento reológico-tixotrópico y poder graficar estos comportamientos de acuerdo a las leyes de los modelos matemáticos, en base a la selección del fluido sin microburbujas, para posteriormente, generarlas y evaluar su comportamiento gráfico en forma comparativa para su selección. Ver los comportamientos de los sistemas en los siguientes reogramas.



Gráfica 5. 1 Reograma comparativo de lodo al 6% y fluido sin microburbujas a diferentes temperaturas

Al observar el comportamiento reológico – tixotrópico del lodo bentonítico al 6%, se observa que conforme la temperatura se incrementa gradualmente, los valores de la viscosidad aparente y viscosidad plástica disminuyen. La viscosidad aparente alcanza su máximo valor a una temperatura ambiente con un valor de 14 [cp] y un mínimo a una temperatura de 82 [°C] con un valor de 11.5 [cp]. De la misma manera, la viscosidad plástica alcanza su máximo valor a una temperatura ambiente con un valor de 8 [cp] y un mínimo valor de 6 [cp] a una temperatura de 82[°C].

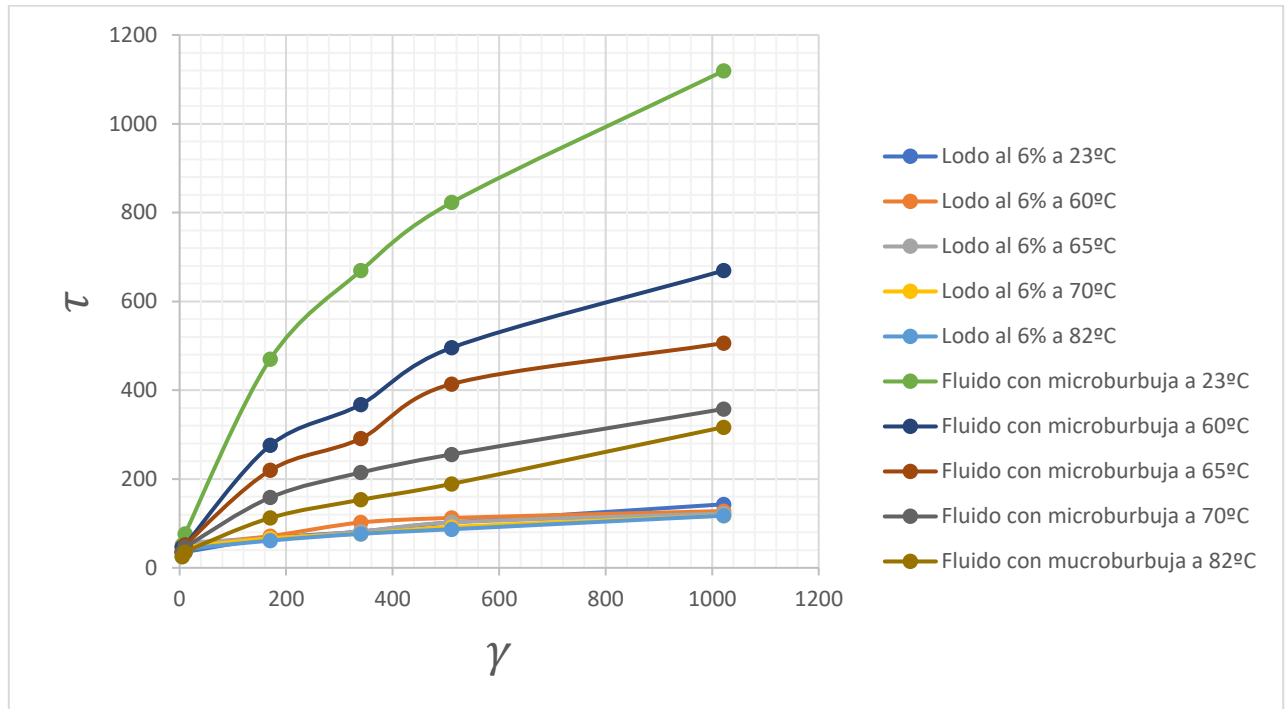
En cuanto al comportamiento reológico – tixotrópico del fluido a base de microburbujas antes de generar las microburbujas, se observa, al igual que el lodo bentonítico al 6%, que los valores de viscosidad plástica y viscosidad aparente disminuyen a medida que la temperatura se incrementa. La viscosidad aparente alcanza su máximo valor a una temperatura ambiente con un valor de 38.5 [cp] y un mínimo valor de 10 [cp] a una temperatura de 82 [°C]. Similarmente, la viscosidad

plástica tiene su valor máximo a una temperatura ambiente con un valor de 25 [cP] un mínimo valor de 6 [cP] a una temperatura de 82 [°C]. Los valores obtenidos se muestran a continuación en la siguiente tabla.

Temperatura [°C]	Lodo al 6%			Fluido sin microburbujas		
	Va [cP]	Vp [cP]	Pc	Va [cP]	Vp [cP]	Pc
23	14	8	12	38,5	25	27
60	12,5	3	19	20	6	28
65	12	4	16	15,5	10	11
70	11,5	5	13	12,5	8	9
82	11,5	6	11	10	6	8

Tabla 5. 3 Parámetros comparativos reológico - tixotrópicos de lodo al 6% y fluido sin microburbujas

Al comparar el mismo lodo bentonítico al 6% con el fluido a base de microburbujas después de haber generado las microburbujas se observa lo siguiente.



Gráfica 5. 2 Reograma comparativo de lodo al 6% y fluido con microburbujas a diferentes temperaturas

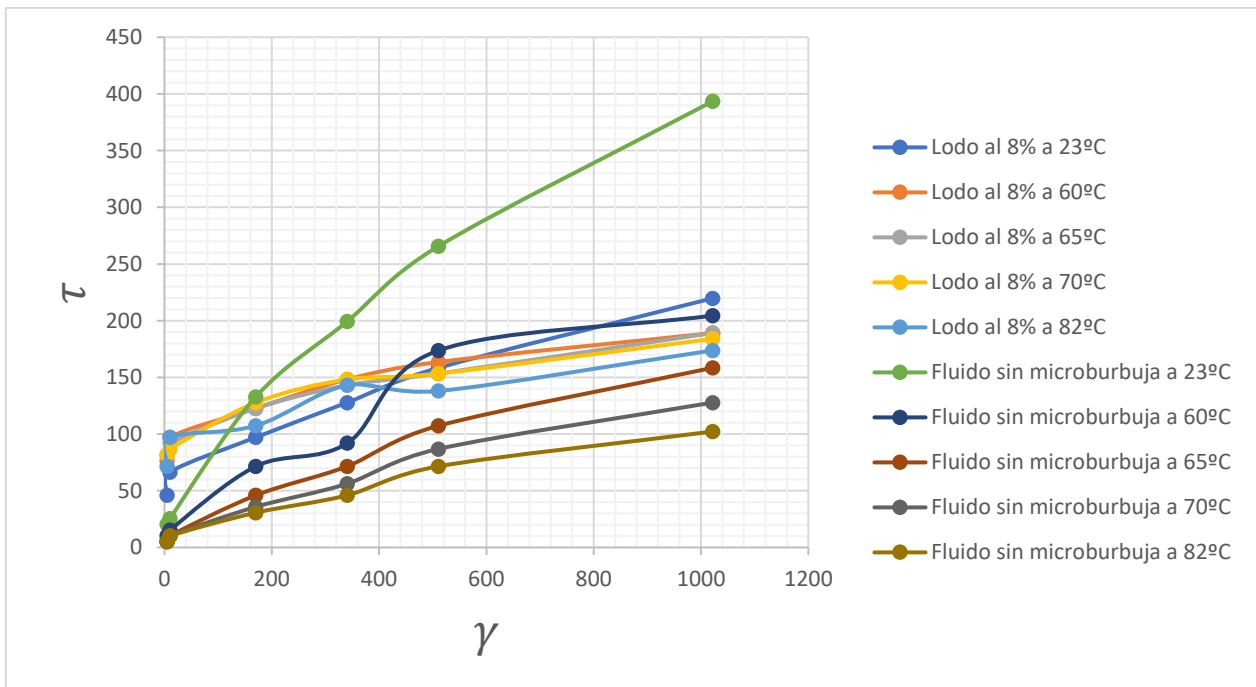
Los valores de viscosidad plástica y viscosidad aparente disminuyen a medida que la temperatura se incrementa. La viscosidad aparente alcanza su máximo valor a una temperatura ambiente con un valor de 109.5 [cP] y un mínimo valor de 31 [cP] a una temperatura de 82 [°C]. Similarmente, la viscosidad plástica tiene su valor máximo a una temperatura ambiente con un valor de 58 [cP] un mínimo valor de 25 [cP] a una

temperatura de 82 [°C]. Los valores obtenidos se muestran a continuación en la **tabla 5.4**

Temperatura [°C]	Lodo al 6%			Fluido con microburbujas		
	Va [cP]	Vp [cP]	Pc	Va [cP]	Vp [cP]	Pc
23	14	8	12	109,5	58	103
60	12,5	3	19	65,5	34	63
65	12	4	16	49,5	18	63
70	11,5	5	13	35	20	30
82	11,5	6	11	31	25	12

Tabla 5. 4 Parámetros comparativos reológico - tixotrópicos de lodo al 6% y fluido con microburbujas

La segunda comparación se lleva a cabo con el fluido de perforación bentoníticos al 8% y el fluido a base de microburbujas antes de generar las microburbujas.



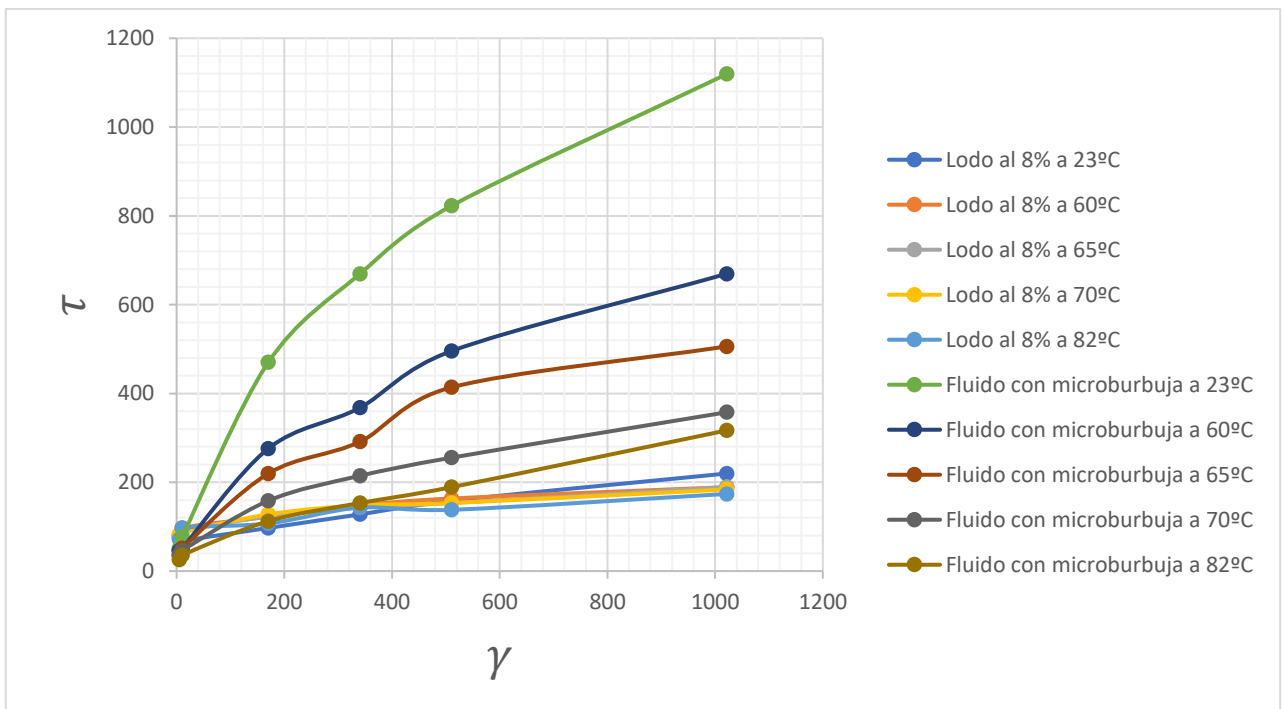
Gráfica 5. 3 Reograma comparativo de lodo al 8% y fluido sin microburbujas a diferentes temperaturas

Al observar el comportamiento reológico – tixotrópico del lodo bentonítico al 8%, se observa que conforme la temperatura se incrementa gradualmente, los valores de la viscosidad aparente y viscosidad plástica disminuyen. La viscosidad aparente alcanza su máximo valor a una temperatura ambiente con un valor de 21.5 [cp] y un mínimo a una temperatura de 82 [°C] con un valor de 17 [cp]. De la misma manera, la viscosidad plástica alcanza su máximo valor a una temperatura ambiente con un valor de 12 [cp] y un mínimo valor de 7 [cp] a una temperatura de 82 [°C]. Los valores obtenidos se muestran a continuación en la **tabla 5.5**

Temperatura [°C]	Lodo al 8%			Fluido sin microburbujas		
	Va [cP]	Vp [cP]	Pc	Va [cP]	Vp [cP]	Pc
23	21,5	12	19	38,5	25	27
60	18,5	5	27	20	6	28
65	18,5	7	23	15,5	10	11
70	18	6	24	12,5	8	9
82	17	7	20	10	6	8

Tabla 5. 5 Parámetros comparativos reológico - tixotrópicos de lodo al 8% y fluido sin microburbujas

Al comparar el mismo lodo bentonítico al 8% con el fluido a base de microburbujas después de haber generado las microburbujas se observa lo siguiente.



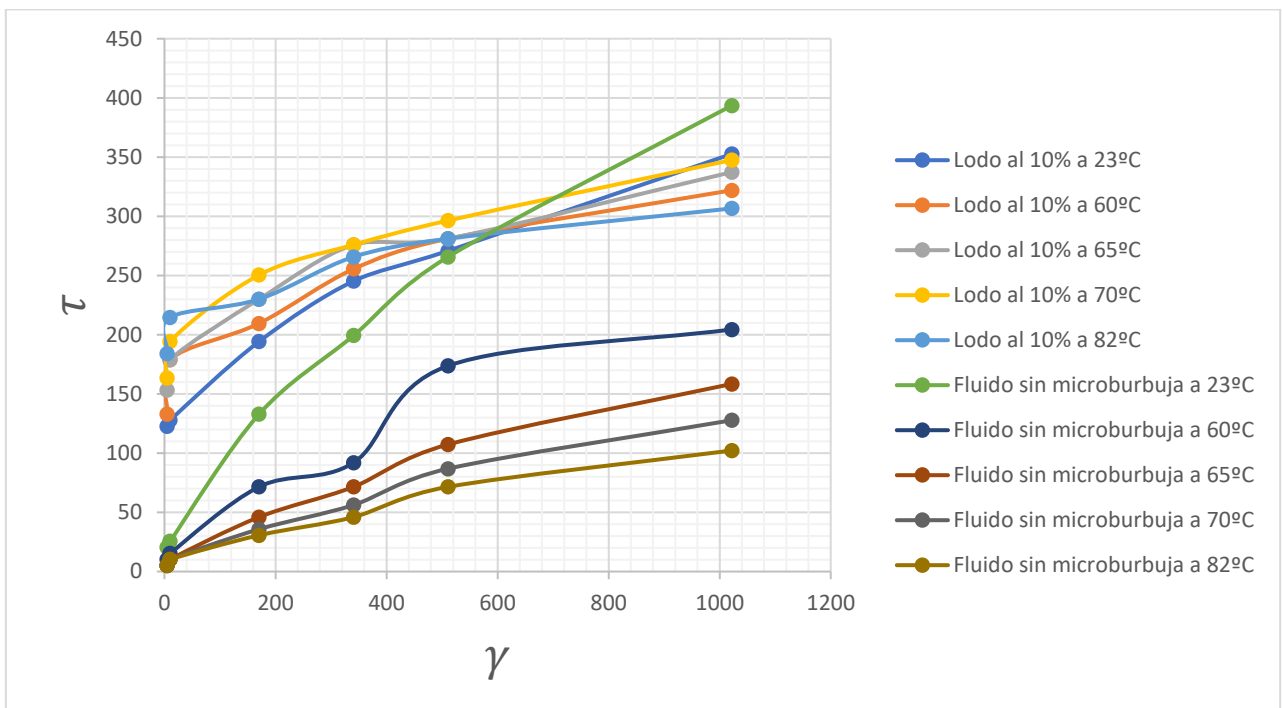
Gráfica 5. 4 Reograma comparativo de lodo al 8% y fluido con microburbujas a diferentes temperaturas

Los valores del fluido a base de microburbujas muestran una mayor estabilidad al incremento de la temperatura en valores como la viscosidad plástica y viscosidad aparente, dichos valores se muestran en la **tabla 5.6**

Temperatura [°C]	Lodo al 8%			Fluido con microburbujas		
	Va [cP]	Vp [cP]	Pc	Va [cP]	Vp [cP]	Pc
23	21,5	12	19	109,5	58	103
60	18,5	5	27	65,5	34	63
65	18,5	7	23	49,5	18	63
70	18	6	24	35	20	30
82	17	7	20	31	25	12

Tabla 5. 6 Parámetros comparativos reológico - tixotrópicos de lodo al 8% y fluido con microburbujas

La tercera comparación se lleva a cabo con el fluido de perforación bentoníticos al 10% y el fluido a base de microburbujas antes de generar las microburbujas.



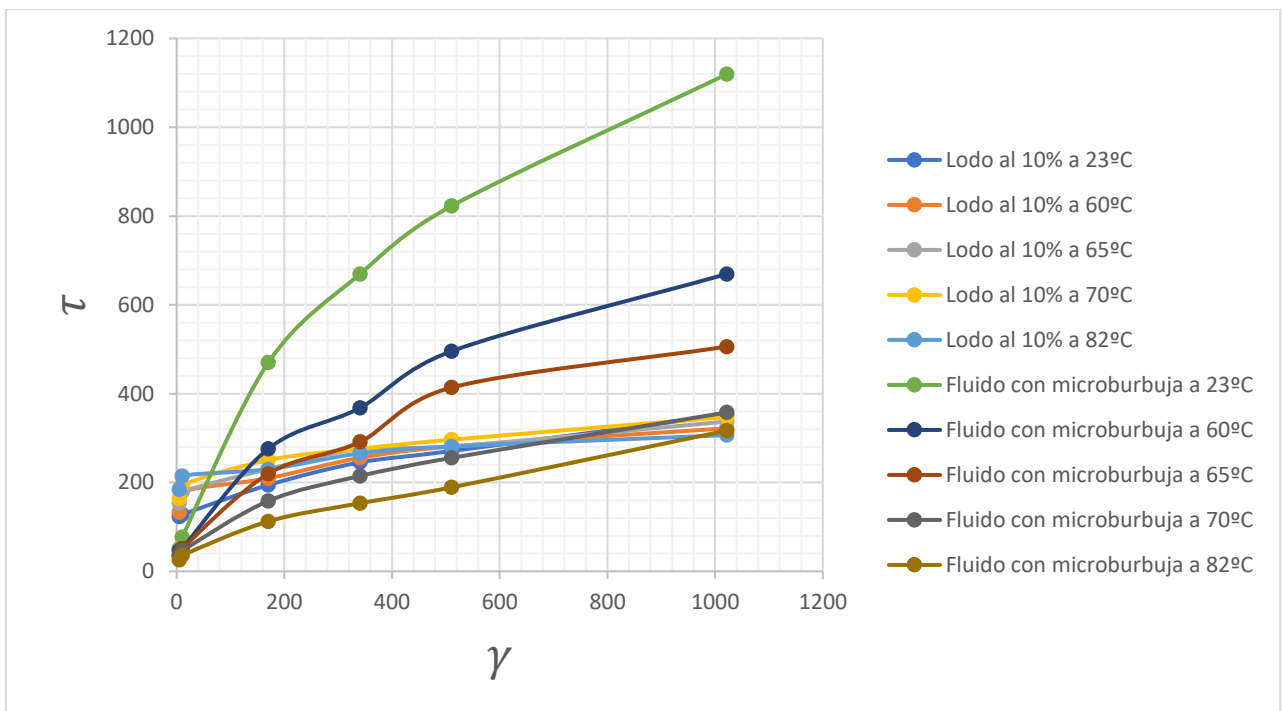
Gráfica 5. 5 Reograma comparativo de lodo al 10% y fluido sin microburbujas a diferentes temperaturas

Al observar el comportamiento reológico – tixotrópico del lodo de perforación al 10% se observa que mantiene una gran estabilidad a medida que la temperatura se incrementa, además este presenta valores más altos del punto de cedencia. A una temperatura ambiente, el punto de cedencia del lodo bentonítico al 10% presenta un valor de 37, y a una temperatura de 82 [°C] presenta un valor de 50. Por otro lado, el fluido a base de microburbujas, antes de generar las microburbujas, presenta valores de punto de cedencia de 27 y 8 a temperatura ambiente y a 82 [°C] respectivamente. Los valores obtenidos se muestran a continuación en la **tabla 5.7**

Temperatura [°C]	Lodo al 10%			Fluido sin microburbujas		
	Va [cP]	Vp [cP]	Pc	Va [cP]	Vp [cP]	Pc
23	34,5	16	37	38,5	25	27
60	31,5	8	47	20	6	28
65	33	11	44	15,5	10	11
70	34	10	48	12,5	8	9
82	30	5	50	10	6	8

Tabla 5. 7 Parámetros comparativos reológico - tixotrópicos de lodo al 10% y fluido sin microburbujas

Al comparar el mismo lodo bentonítico al 10% con el fluido a base de microburbujas después de haber generado las microburbujas se observa lo siguiente.



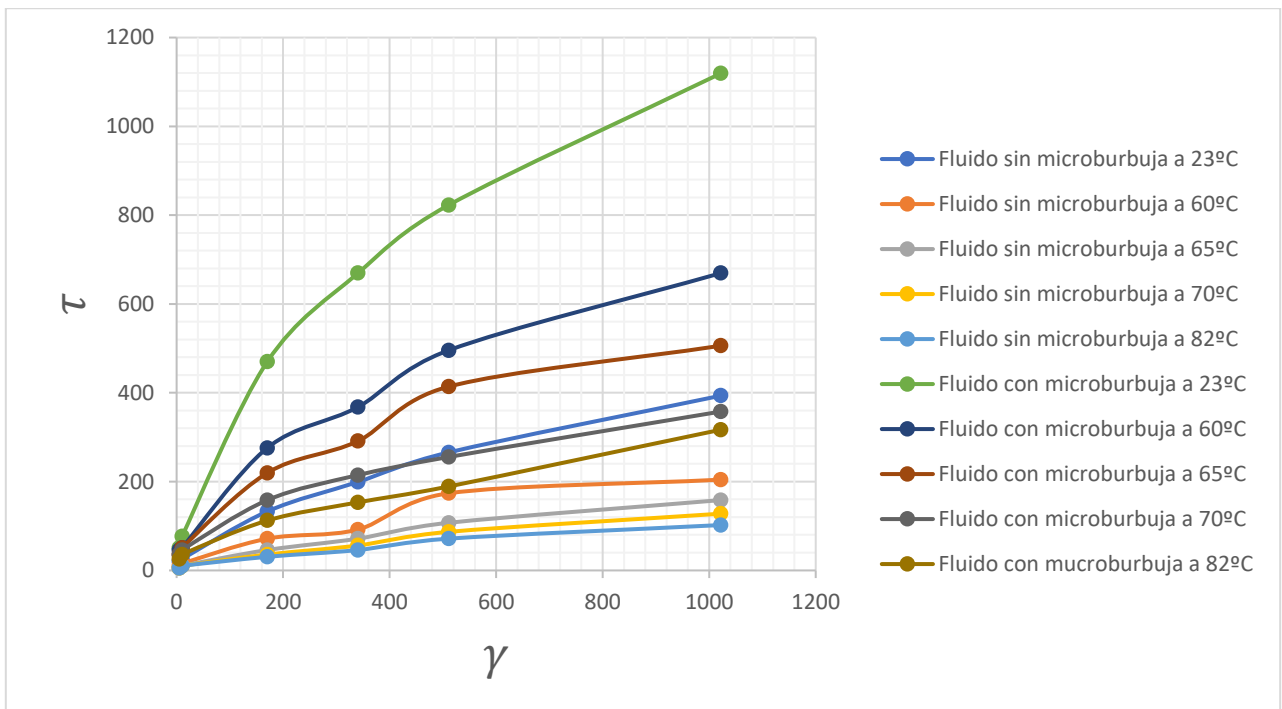
Gráfica 5. 6 Reograma comparativo de lodo al 10% y fluido con microburbujas a diferentes temperaturas

Al generar las microburbujas en el fluido de control desarrollado en este trabajo, se observa que mantiene un comportamiento reológico – tixotrópico estable conforme se incrementa gradualmente la temperatura, de manera tal que su comportamiento se asemeja más al comportamiento de un lodo bentonítico al 10%; sin embargo, las propiedades tales como la viscosidad aparente y la viscosidad plástica son mayores a los del lodo bentonítico al 10%. Tales valores se muestran en la **tabla 5.8**

Temperatura [°C]	Lodo al 10%			Fluido con microburbujas		
	Va [cP]	Vp [cP]	Pc	Va [cP]	Vp [cP]	Pc
23	34,5	16	37	109,5	58	103
60	31,5	8	47	65,5	34	63
65	33	11	44	49,5	18	63
70	34	10	48	35	20	30
82	30	5	50	31	25	12

Tabla 5. 8 Parámetros comparativos reológico - tixotrópicos de lodo al 10% y fluido con microburbujas

De la misma manera también se llevó a cabo la comparación entre el fluido a base de microburbujas antes y después de generar las microburbujas a diferentes temperaturas obteniéndose el siguiente reograma.



Gráfica 5. 7 Reograma comparativo del fluido con y sin microburbujas a diferentes temperaturas

Es importante mencionar que, al generar las microburbujas, las propiedades reológico-tixotrópicas se potencian, ya que se observa un notable incremento en los valores de punto de cedencia, viscosidad aparente, viscosidad plástica y esfuerzo gel, además, al generar las microburbujas, el fluido presenta una mayor estabilidad térmica, esto debido a las fuerzas de tensión superficial que son generadas al exponer al fluido a un flujo turbulento, generando las microburbujas de una manera homogénea.

Los datos obtenidos se muestran a continuación en la **tabla 5.9**

Temperatura [°C]	Fluido con microburbujas			Fluido sin microburbujas		
	Va [cP]	Vp [cP]	pc	Va [cP]	Vp [cP]	pc
23	109,5	58	103	38,5	25	27
60	65,5	34	63	20	6	28
65	49,5	18	63	15,5	10	11
70	35	20	30	12,5	8	9
82	31	25	12	10	6	8

Tabla 5. 9 Parámetros comparativos reológico - tixotrópicos del fluido con y sin microburbujas

5.4 Viscosidad Marsh

En la tabla referente a la viscosidad cinemática Marsh expuesta en el Capítulo 4, se observa que los tiempos de escurrimiento para el fluido desarrollado a base de microburbujas son mayores en comparación con los fluidos bentoníticos base acuosa de naturaleza arcillosa, lo cual se comprueba con los reogramas y los datos obtenidos de viscosidad plástica y viscosidad aparente durante las pruebas de reología y tixotropía.

5.5 Filtración y enjarre

Durante la prueba de filtración y enjarre, se utilizó una cantidad de volumen de 270 [ml] de fluido de control a base de microburbujas con las microburbujas previamente generadas. Al final de la prueba se obtuvo un volumen de filtrado total de 50 [ml], que es el equivalente al 18.5 % del total de volumen utilizado durante la prueba.

Asimismo, durante la prueba se generó un enjarre con un espesor de 1.79 [mm] con propiedades óptimas de elasticidad. Con los fluidos de control bentoníticos base acuosa de naturaleza arcillosa los espesores de los enjarres generados se encuentran en un rango de 2.2 a 2.6 [mm]. Por lo tanto, podemos concluir que el fluido de control desarrollado a base de microburbujas posee las propiedades óptimas para su funcionamiento a altas condiciones de presión.

5.6 Rolado

Después de realizar la prueba de rolado, se obtuvo el modelo reológico del fluido con microburbujas, asimismo, se obtuvieron los parámetros reológico – tixotrópicos correspondientes, tales como viscosidad aparente, viscosidad plástica y punto de cedencia.

Se obtuvo un valor de viscosidad aparente de 29.5 [cp], una viscosidad plástica de 24 [cp] y un punto de cedencia con un valor de 11. Haciendo el análisis comparativo del comportamiento reológico – tixotrópico de fluido a base de microburbujas antes y después de rolar, se observa que existe poca variación en estos parámetros.

Por lo tanto, se concluye que el fluido es térmicamente estable.

5.7 Tensión interfacial

Como se observó en la tabla referente a la tensión superficial en el Capítulo 4, la tensión superficial obtenida del fluido de control a base de microburbujas antes y después de generar las microburbujas fue de 40 y 43 [dinas/cm] respectivamente. La tensión superficial de este fluido fue menor a las que presentan los fluidos bentoníticos base acuosa de naturaleza arcillosa, ya que sus valores se encuentran en un rango de 60 a 80 [dinas/cm].

La disminución en los valores de la tensión superficial en el fluido de control a base de microburbujas se debe a la ausencia de sólidos en el sistema, ya que para la fabricación de este nuevo fluido de control no es necesario la adición de sólidos como las arcillas para la obtención de óptimas características reológicas y tixotrópicas.

Es importante mencionar que, a los valores obtenidos de tensión superficial, se les debe aplicar la siguiente ecuación, con el fin de obtener el valor verdadero de tensión superficial tomando en cuenta las condiciones de operación del equipo de medición.

$$S = P \times F \quad (30)$$

$$F = 0.7250 + \sqrt{\frac{0.01452P}{C^2(D-d)} + 0.04534} - \frac{1.679r}{R} \quad (31)$$

Donde:

P = Valor medido de tensión superficial [dinas/cm]

S = Valor verdadero de Tensión Superficial [dinas/cm]

F = Factor de corrección [ADIM]

R = Radio del anillo [cm]

r = Radio del alambre del anillo [cm]

P = Valor aparente [dinas/cm]

D = Densidad de la fase 1 [g/cm^3]

d = Densidad de la fase 2 [g/cm^3]

C = Circunferencia del anillo [cm]

Aplicando las ecuaciones anteriores al fluido de control desarrollado a base de microburbujas antes de generar las microburbujas, se obtiene que la verdadera tensión superficial es de 35.98 [dinas/cm]. Asimismo, aplicando las ecuaciones anteriores para el fluido de control desarrollado a base de microburbujas después de generar las microburbujas, se obtiene que la verdadera tensión superficial es de 37.9 [dinas/cm].

5.8 Estabilidad de las microburbujas

Como se describió en el Capítulo 4, el tiempo de degradación de las microburbujas es de 8 horas con 20 minutos.

Conclusiones

Se obtuvo un fluido de baja densidad, sin el empleo de compresores, con valores entre 0.4 y 1.02 [g/cm³] que son necesarios para intervenir formaciones carbonatadas altamente fracturadas, de acuerdo a registros procedentes de PEMEX.

Se comprobó que el fluido de control obtenido en el laboratorio a base de microburbujas resultó térmicamente estable, ya que mantuvo su comportamiento reológico tixotrópico a temperaturas entre 23°C y 82°C.

El modelo reológico que describe el comportamiento de este fluido es el modelo "Plástico de Bingham", lo cual coincide con la bibliografía estudiada.

El fluido desarrollado en este trabajo presentó baja filtración, ya que de un total de 270 [ml] utilizados en esta prueba, solo se filtraron 50 [ml], lo que equivale al 18.5% del total de volumen utilizado. Queda pendiente su optimización a temperatura ambiente y temperaturas mayores de 120°C.

El sistema a base de microburbujas presentó una mayor estabilidad debido a la repulsión entre ellas, impidiendo su coalescencia al efecto de la presión y la temperatura entre 23 y 82°C. Queda pendiente su comportamiento a mayores temperaturas y presiones.

Debido a la tensión superficial que presenta, tiene la ventaja, que, en condiciones de presión atmosférica, la tensión superficial disminuye en función del tiempo, llevando al fluido a un estado visco-elástico plástico, permitiendo volver a circularlo, generándose las microburbujas debido al cambio de presión atmosférica y el sistema rotacional de la sarta de perforación.

Recomendaciones

Debido a la densidad de este fluido, se puede emplear en Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados y/o depresionados a temperaturas entre 23 y 82° [C]

Para el empleo del sistema a escala industrial, se requieren estudios a escala laboratorio y piloto para ajustar parámetros del sistema a temperaturas y presiones mayores a las que se sometió el sistema y optimizar las velocidades de rotación para la generación y estabilidad de las microburbujas en el interior de las tuberías, debido a esto, no es necesario el uso de compresores por la dependencia del sistema de rotación y diferenciales de presión.

Además, se recomienda simular el comportamiento reológico-tixotrópico por medio de un análisis hidráulico para poder evaluar sus propiedades en pozos verticales, desviados y horizontales.

La capacitación del personal para la elaboración y aplicación de este nuevo sistema es necesaria, ya que se observó que el fluido es muy sensible a las concentraciones de aditivos usados durante su elaboración, provocando notables cambios en los valores de las viscosidad y densidad.

Bibliografía

- Schramm Laurier L. **“Emulsions, Foams, and Suspensions”**. Fundamentals and Applications. Wiley-VCH. 2005
- Schramm Laurier L. and Wassmuth Fred. **“Foams: Basic Principles. American Chemical Society”**, 1994.
- Darley H. C. H., Gray George R. **“Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids”**. 5ta Edición. Gulf Professional Publishing, 1988.
- 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.
- Ramírez Montellano Ángel, Cisneros Gonzáles Irma, Oloarte Pérez Armando, Montero Catillos Carlos Eduardo, Martínez Sarmiento Iram; **“Manual para especialistas en fluidos de control”**, PEMEX Exploración y Producción.
- Buenaventura Amaya Lucino. **“Apuntes de la asignatura de geología de yacimientos naturalmente fracturados”**
- A.R. Nelson. **“Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs”** Second Edition Boston, Gulf Professional Publishing, 2001.
- Bratton Tom, Denver. **“La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados”** Colorado, EUA 2006
- BAKER HUGES. **“Underbalanced Drilling Manual”**, Version 1.0, Noviembre 1999.
- H.C.H. Darley, Gray George R. **“Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids”**. Fifth Edition. Butterworth-Heinemann 1988.
- King Fahd University of Petroleum & Minerals, Department of Petroleum Engineering **“Drilling Engineering Laboratory Manual”** Abril 2003.
- Aldeman, N J, et al. **“High-Temperature, High-Pressure Rheology of Water-Based Muds”** Paper SPE 18035 presented at the 63rd Annual Technical Conference and Exhibition, Texas, 2-5 Octubre. 1988.
- E. Kuru, O.M. Okunsebor, Y. Li. **“Hydraulic Optimization of Foam Drilling For Maximum Drilling Rate in Vertical Wells”**. SPE, U. of Alberta 2005.
- Lain S. Weir, Bailey William J. **“Investigation of Methods for Direct Rheological Model Parameter Estimation”** Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 21. Septiembre 1998.

