



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

Estudio experimental del efecto del ancho de fractura y calidad sobre la viscosidad y la estructura de un sistema espumante

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

JOSUÉ PÉREZ ESPARZA



Director: Ing. Israel Castro Herrera

Co-Director: M. I. Víctor Matías Pérez

MEXICO, DF. 2013

AGRADECIMIENTOS

Agradezco primeramente a Dios por permitirme llegar a estas instancias de mi vida; así como cumplir las peticiones de mi corazón:

"Todo lo puedo en Cristo que me fortalece."

Filipense 4:13

Agradezco a mis padres Estela y Darío por su amor, apoyo y paciencia, por hacerme un hombre de bien y por tenerme en sus oraciones, ¡MUCHAS GRACIAS!; a mis hermanos Darío, Elizabeth, Eleazar, Liliana, que siempre me apoyaron, a todos los quiero mucho y que Dios los Bendiga en grande manera.

Gracias al Maestro en Ingeniería Víctor Matías Pérez por su dirección, confianza, apoyo, paciencia, dedicación y sus grandes conocimientos que hicieron que esta Tesis llegara a los objetivos planteados, Dios te Bendiga y cumpla las peticiones de tu corazón.

A Belinda Paola Romero Lorenzo por su apoyo y ánimo que siempre me dio; a mis compañeros y amigos Angeles, Gabriela, Brisa, Yasmin, Vero, Carmen, Oscar S., José A., Dan, Carlos, Misael, Sara, Paulina, Agustín ("el agus"), A los pitis (Alfredo, Giovanni, Alberto), Rosario B., Nohemí, Roberto ("pigüi"), Daniel V., Molotla, Rodrigo, Martín, Blanca, Anel, Ángel, Adrian y a todos los que me faltaron, Gracias por tantas experiencias que pase con todos ustedes recuerden que se les aprecia y se les desea lo mejor y mucho éxito.

A la Familia Gonzales Cuautle por todo el tiempo que me apoyaron, gracias por todo; mucho éxito y principalmente que Dios los bendiga mucho.

Al Dr. Simón López, a la Dra. Cecilia Duran y a mis sinodales por la dedicación a la revisión de este trabajo.

INDICE

	Pág.
GLOSARIO DE SIMBOLOS Y ABREVIATURAS.....	I
LISTA DE FIGURAS Y TABLAS.....	V
RESUMEN.....	XI
OBJETIVO.....	XI
Capítulo 1. CONCEPTOS BÁSICOS	
1.1 Tensión superficial.....	2
1.2 Tensión Interfacial.....	4
1.2.1 La cohesión.....	4
1.2.2 La adherencia.....	5
1.2.3 Trabajo de cohesión y adhesión.....	6
1.3 Saturación.....	7
1.4 Mojabilidad en medios porosos.....	9
1.4.1 Importancia de la mojabilidad en la industria petrolera.....	10
1.4.2 Factores que afectan mojabilidad.....	11
1.5 Capilaridad y Adsorción.....	13
1.5.1 Número capilar.....	13
1.6 Drene e imbibición.....	16
1.7 Ley de Darcy.....	19
1.7.1 Permeabilidad.....	20
1.8 Movilidad.....	23
1.9 Angulo de contacto.....	24

Capítulo 2. LA ESPUMA COMO PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN MEDIOS FRACTURADOS

2.1 Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF).....	28
2.1.1 Fractura.....	29
2.1.1.1 Fracturas naturales en el desarrollo de campos petroleros	32
2.1.2 Clasificación de los YNF.....	33
2.1.2.1 Tipos de yacimientos Naturalmente Fracturados.....	34
2.2 Recuperación del Petróleo.....	36
2.2.1 Tipos de recuperación del petróleo.....	37
2.3 La espuma y su importancia en yacimientos petroleros.....	39
2.3.1 Surfactante en la espuma.....	39
2.3.1.1 Importancia del surfactante en la espuma.....	41
2.3.2 Definición de espuma.....	42
2.3.2.1 Espumas en bulto (“IN BULK”).....	43
2.3.3 Calidad de la espuma.....	44
2.3.4 Reología de la espuma.....	46
2.3.5 Espuma en un medio poroso.....	54
2.3.5.1 Espuma de gas continuo.....	55
2.3.5.2 Espuma de gas discontinuo.....	55
2.3.6 Importancia de la espuma en la Recuperación Mejorada de Aceite	56
2.4. Ejemplo de la aplicación de espumas como proceso de recuperación. mejorada en el Pozo Cantarell-317	59

2.4.1 Prueba de control de movilidad en el pozo Cantarell-317.....	61
2.4.1.1 Desarrollo de la prueba.....	65
2.4.2 Resultados de la prueba.....	69
Capítulo 3. DESARROLLO EXPERIMENTAL	
3.1 Modelo experimental.....	73
3.1.1 Celda Hele-Shaw.....	73
3.1.2 Equipo y Material.....	74
3.2 Procedimiento.....	75
3.3 Tratamiento de imágenes.....	76
Capítulo 4. RESULTADOS	
4.1 Reología de la espuma.....	82
4.2 Distribución del volumen de burbuja.....	88
4.2.1 Factor de Resistencia.....	95
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	
	98
Bibliografía.....	100

GLOSARIO DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

Símbolo	Significado
%W	Corte de agua
A	Área
AIC	Activo Integral Cantarell
BN	Bombeo neumático
CAA	Contacto agua-aceite
CGA	Contacto gas-aceite
CMC	Concentración micelar crítica
C.Y.	Condiciones de Yacimiento
EOR	Enhanced Oil Recovery
F	Fuerza
FR	Factor de Recuperación
g	Aceleración de la gravedad
GEC	Grupo Estratégico Cantarell
GPE	Gerencia de Proyectos de Explotación
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
JSK	Jurásico Superior Kimmeridiano
K	Permeabilidad absoluta
K _o	Permeabilidad efectiva al aceite
K _g	Permeabilidad efectiva al gas
K _w	Permeabilidad efectiva al agua
k _g	permeabilidad relativa al gas
k _o	Permeabilidad relativa al aceite
k _w	Permeabilidad relativa al agua

L	longitud
M	Razón de movilidades
N ₂	Nitrógeno
N _c	Numero capilar
N _p	Acumulado de aceite
P _c	Presión capilar
PEP	Pemex Exploración y Producción
PLT	Production Logging Tools
PTP	Presión en cabeza del pozo
Q _o o q _o	Gasto de aceite
Q _l	Gasto de líquido
RGA	Relación gas-aceite
S _g	Saturación de gas
S _f	Saturación de fluido
S _o	Saturación de aceite
S _{oc}	Saturación de aceite critica
S _{om}	Saturación de aceite movable
S _{or}	Saturación de aceite residual
S _w	Saturación de agua
S _{wc}	Saturación de agua critica
S _{wi}	Saturación de agua irreductible o inicial
T _s	Tensión superficial
u	Velocidad aparente
v	Velocidad
V _f	Volumen de fluido
V _p	Volumen poroso

W	Trabajo
YNF	Yacimientos Naturalmente Fracturados

Letras griegas

γ_i	Tensión interfacial
γ_d	Fuerzas de dispersión
γ_s	fuerzas especiales
θ_r	Angulo de contacto
θ_{hist}	Histéresis del ángulo de contacto
μ	Viscosidad
ρ	Densidad
λ_f	Movilidad del fluido
σ	Esfuerzo
τ	Esfuerzo de corte
$\dot{\gamma}$	Velocidad de corte
Δp	Diferencial de presión

Unidades

%w	Porcentaje en peso
°API	Grados American Petroleum Institute
BLS	Barriles
BPD	Barriles por día
cP	Viscosidad en centi Poise
gr/cc	Gramos/centímetros cúbicos
MBPD	Miles de barriles por día
MMBPD	Millones de barriles por día

MMMBLS	Miles de millones de barriles
MMPCD	Millones de pies cúbicos por día
mv	Metros verticales
mvbmr	Metros verticales bajo mesa rotaria

LISTA DE FIGURAS Y TABLAS

Figura	Leyenda	Página
1.1	Fuerzas que actúan en un líquido.	2
1.2	La tensión Superficial explica la formación de burbujas.	2
1.3	Cohesion.	5
1.4	Fuerzas de adhesión y cohesión respectivamente; ejemplo agua(A) y Mercurio(B).	5
1.5	Interpretación física de la ecuación 1.3 en relación al trabajo de cohesión y adhesión.	6
1.6	Principales factores que afectan la mojabilidad de medios porosos.	12
1.7	Estructura de entrapamiento de los glóbulos de petróleo por capilaridad.	13
1.8	Numero capilar contra Saturación Residual de aceite (%) (porcentaje de volumen de poro).	15
1.9	Relación entre el numero capilar y la recuperación de aceite (Tomada de la pagina http://ingenieria-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2008/02/el-uso-de-surfactantes-en-proyectos-de.html).	16
1.10	Variación de la presión capilar al inyectar sucesivamente agua y aceite en un núcleo	17
1.11	Histéresis: Es la diferencia de las propiedades de la roca ($P_c - S_w$) que se tiene al invertir el sentido de la prueba.	18
1.12	Permeabilidades relativas en función de las saturaciones.	22
1.13	Definición de ángulo de contacto en un sistema ideal sólido/líquido/líquido.	24
1.14	Balance de las tensiones interfaciales en la línea de contacto.	25
1.15	Equilibrio de fuerzas.	25
2.1	Esquema que muestran los tipos de deformación que sufren las rocas (tomada de KMZ, 2009).	29

2.2	Deformación típica anterior a la fractura o desarrollo de la falla, se indica cuáles son las direcciones de los esfuerzos principales que causan la deformación dúctil, el fracturamiento y las fallas. Esto es de utilidad para determinar los modelos de las fracturas (Tomada de KMZ, 2009).	30
2.3	Los esfuerzos principales y la creación de las fracturas.	31
2.4	Mapa mundial de esfuerzos. En las regiones de petróleo y gas, las mediciones de pozos constituyen una fuente importante de información de esfuerzos locales actuales. (Tomado del Proyecto de Mapa Mundial de Esfuerzos, http://www-wsm.physik.uni-karlsruhe.de/pub/casmo/content_frames/stress_maps_frame.html).	32
2.5	Sistema de clasificación de yacimientos naturalmente fracturados (YNF) (Adaptado a partir de Nelson).	35
2.6	Clasificación de los métodos de recuperación de hidrocarburos (Apuntes de Recuperación Secundaria y Mejorada)	36
2.7	Esquemas del comportamiento del surfactante (Tanzil, 2001), se observa que algunas moléculas del surfactante son adsorbidas en la interfase de aire/agua o aceite/agua y forman una monocapa. A bajas concentraciones, el resto de las moléculas del surfactante son disueltas en la solución como monómeros de surfactantes.	40
2.8	Tensión interfacial en función de la concentración de un surfactante, donde se muestra la concentración micelar crítica (CMC).	41
2.9	Control de la producción de gas mediante espumas (Kari, 2006).	43
2.10	Esquemas a diferentes fracciones de líquido.	44
2.11	Características de una burbuja de gas en una espuma (Weaire y Hutzler, 1999).	45
2.12	Incremento de la fracción de líquido de a) a d) donde la fracción de líquido en a) es menor que en d). (Weaire y Hutzler, 1999).	46
2.13	Deformación de un elemento fluido	47

2.14	Clasificación de los fluidos según la relación $\tau = f(\gamma')$	51
2.15	Tamaño de burbuja menor que el poro (Rossen, 1994).	54
2.16	Tamaño de la burbuja mayor que el poro (Rossen, 1994).	55
2.17	Muestra la forma en la cual un gas puede estar de manera continua en un medio poroso y en donde fluye con mayor facilidad a través de los granos y desviando lamelas (Rossen, 1994).	55
2.18	Muestra la forma en que las lamelas forman una red a través de los poros para no permitir una fase continua de gas (Rossen, 1994).	56
2.19	Pruebas de escrutinio para selección de surfactantes a condiciones atmosféricas.	60
2.20	Duración de la espuma a condiciones de yacimiento.	61
2.21	Diseño de la inyección de espuma, pozo C-317.	63
2.22	Radio de invasión.	64
2.23	Infraestructura de la plataforma, pozo C-317	65
2.24	Gradiente estático por estaciones.	66
2.25	Determinación del CGA.	66
2.26	Comportamiento de la presión de fondo, durante la inyección de espuma, pozo C-317.	67
2.27	Comportamiento de la densidad, durante la inyección de espuma.	68
2.28	Comportamiento de la presión en cabeza antes y después de la prueba, pozo C-317.	70
3.1	Dimensiones de las placas utilizadas.	74
3.2	Separación entre cada una de las placas.	74
3.3	Diagrama del experimento.	75
3.4	Imagen a tratar	77
3.5	Paso 1, imagen recortada a tratar.	77

3.6	Paso 2, diferentes escalas de grises de la imagen a tratar.	78
3.7	Paso 3 y 4.	78
3.8	Paso 5. Despliegue de pixeles en blanco y negro.	79
3.9	Conteo de las burbujas.	79
3.10	Distribucion del area de burbuja en la celda Hele-Shaw.	80
4.1	Gráfica de velocidad de corte contra esfuerzo de corte a una apertura de 0.00015 [m], donde a mayor calidad mayor viscosidad.	86
4.2	Gráfica de velocidad de corte contra esfuerzo de corte a una apertura de 0.00055 [m], donde a mayor calidad mayor viscosidad.	86
4.3	Gráfica de velocidad de corte contra esfuerzo de corte a una apertura de 0.00075 [m] donde a mayor calidad mayor viscosidad.	87
4.4	Gráfica de apertura contra viscosidad a diferentes calidades.	87
4.5	Gráfica de calidad contra viscosidad a diferentes aperturas.	88
4.6	Heterogeneidad de burbujas con respecto a su apertura a una calidad al 90%	92
4.7	Heterogeneidad de burbujas con respecto a su apertura a una calidad al 70%.	92
4.8	Heterogeneidad de burbujas con respecto a su apertura a una calidad al 40%.	93
4.9	Heterogeneidad de burbujas con respecto a su calidad a una apertura de 0.00075 [m].	94
4.10	Heterogeneidad de burbujas con respecto a su calidad a una apertura de 0.00055 [m].	95
4.11	Heterogeneidad de burbujas con respecto a su calidad a una apertura de 0.00015 [m].	95
4.12	Mayor factor de resistencia a mayor calidad.	96
4.13	Mayor factor de resistencia a menor apertura.	97

Tabla	Leyenda	Página
1.1	Algunos valores de tensión superficial de líquidos	3
1.2	Reglas empiricas expresada por Craig y colaboradores la cual se encuentra en una serie de 6 artículos de la SPE titulados Wettability, Literatura Survey escritos por William G. Anderson	11
2.1	Procesos en la recuperación mejorada debido a la inyección de espuma (Rossen, 1994)	58
2.2	Resumen de parámetros previos al tratamiento del pozo C-317.	62
2.3	Gastos de inyección durante el tratamiento del pozo C-317.	64
2.4	Resumen de parámetros operativos durante el tratamiento, pozo C-317.	69
2.5	Resumen de los fluidos producidos después de la inyección de espuma.	71
4.1	Calidad 90% con su velocidad de corte y esfuerzo de corte correspondiente	82
4.2	Calidad 70% con su velocidad de corte y esfuerzo de corte correspondiente.	82
4.3	Calidad 40% con su velocidad de corte y esfuerzo de corte correspondiente.	83
4.4	Calidad 90% con su velocidad de corte y esfuerzo de corte correspondiente.	83
4.5	Calidad 70% con su velocidad de corte y esfuerzo de corte correspondiente.	83
4.6	Calidad 40% con su velocidad de corte y esfuerzo de corte correspondiente.	84
4.7	Calidad 90% con su velocidad de corte y esfuerzo de corte correspondiente.	84
4.8	Calidad 70% con su velocidad de corte y esfuerzo de corte correspondiente.	84
4.9	Calidad 40% con su velocidad de corte y esfuerzo de corte correspondiente.	85

4.10	A una apertura de 0.00075 [m] la distribución varia conforme la viscosidad varia.	89
4.11	A una apertura de 0.00055 [m] la distribución varia conforme la viscosidad varia.	90
4.12	A una apertura de 0.00015 [m] la distribución varia conforme la viscosidad varia.	91

RESUMEN

El estudio de los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) es de suma importancia para la industria petrolera en México puesto ya que en este tipo de yacimientos se encuentran gran parte de las reservas de hidrocarburos. Una forma de incrementar el factor de recuperación de hidrocarburo es implementar algún Método de Recuperación Mejorada de petróleo. Uno de estos métodos es el de inyección de espumas que ha sido utilizada en algunos pozos del Yacimiento Akal con resultados satisfactorios.

Uno de los principales problemas de los YNF es la diferencia de permeabilidades entre los dos medios más importantes fractura–matriz, lo que ocasiona canalizaciones del fluido inyectado y baja eficiencia de barrido del aceite, así como canalizaciones del gas del yacimiento provocando una baja aportación de aceite.

En este trabajo se estudiara de manera experimental la variación de la viscosidad y textura de una espuma y su dependencia en la calidad y al ancho de fractura, en la que las espumas se definen como una aglomeración de burbujas de gas separadas por una pequeña película de líquido llamada lamela. Con base en lo anterior, se constituyen por dos elementos; líquido (agua y surfactante) y gas, en donde el surfactante ayuda a la formación y estabilidad de la espuma en el medio poroso. La formación de la espuma entrapa al gas y modifica su comportamiento reológico a través de la viscosidad aparente. Cuando la espuma se inyecta en forma de baches, su comportamiento es de taponamiento, lo cual no permite que el fluido inyectado detrás de esta fluya rápido, provocando así una disminución en la relación de movilidad entre el fluido desplazante y el desplazado.

El estudio de la espuma se realiza en un modelo conocido como Celda Hele-Shaw, que son modelos bidimensionales sencillos que permiten la visualización del desplazamiento en todo momento y así se puede obtener información de la dinámica en la celda como el desplazamiento de algún fluido y su comportamiento.

OBJETIVO

*Estudiar el comportamiento reológico de un sistema
espumante en medios fracturados*

Capítulo 1

Conceptos Básicos

1.1 Tensión Superficial

Las moléculas de un líquido se atraen entre sí, de ahí que el líquido esté "cohesionado". Cuando hay una superficie, las moléculas que están justo debajo de esta superficie sienten fuerzas hacia los lados, horizontalmente, y hacia abajo, pero no hacia arriba, porque no hay moléculas encima de la superficie (Figura 1.1). El resultado es que las moléculas que se encuentran en la superficie son atraídas hacia el interior de éste.

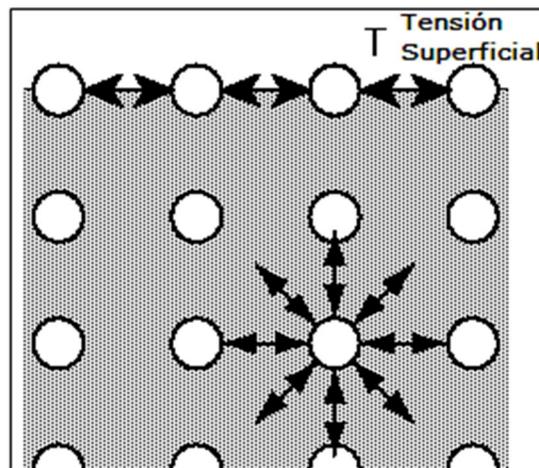


Figura 1.1. Fuerzas que actúan en un líquido.

Para algunos efectos, esta película de moléculas superficiales se comporta en forma similar a una membrana elástica tirante (la goma de un globo, por ejemplo). De este modo, es la tensión superficial la que cierra una gota y es capaz de sostenerla contra la gravedad mientras cuelga desde un gotario; por lo que la tensión superficial se da entre un sólido y un fluido (Figura 1.2).



Figura 1. 2. La tensión Superficial explica la formación de burbujas.

Por lo tanto la tensión superficial (T_s) se define en general como la fuerza que hace la superficie (la "goma" que se menciona antes) dividida por la *longitud* del borde de esa superficie, cabe señalar que no es fuerza dividida por el área de la

superficie, sino dividida por la longitud del perímetro de esa superficie dando la ecuación:

$$T_s = \frac{F}{2l} \quad (1.1)$$

Donde F es la fuerza que debe hacerse para "sujetar" una superficie de ancho l . El factor 2 en la ecuación se debe a que una superficie tiene dos "áreas" (una por cada lado de la superficie), por lo que la tensión superficial actúa doblemente. Cada líquido tiene sus propias características, por lo que tiene valores diferentes de tensión superficial con respecto a la temperatura que se encuentre (Tabla 1.1).

Tabla 1.1. Algunos valores de tensión superficial de líquidos

<i>Fluido</i>	<i>Temperatura Fluido [°C]</i>	<i>Tensión Superficial [N/m]</i>
Petróleo	0°	0.0289
Mercurio	20°	0.465
Agua	0°	0.0756
Agua	20°	0.0727
Agua	50°	0.0678
Agua	100°	0.0588

1.2 Tensión Interfacial

La tensión interfacial (γ_i) caracteriza la energía libre de Gibbs por unidad de área requerida para la formación de una interface entre dos fases a presión, temperatura y composición química constantes. Este valor termodinámico, domina la fuerza de adhesión entre dos superficies, estabilidad de emulsiones, movilidad de un líquido a través de un orificio, mojabilidad, miscibilidad, el ángulo de contacto entre dos fases que contactan a una tercera y la dinámica de separación de fases después del mezclado en un proceso de separación.

Cuando dos fases entran en contacto, se encuentran separadas por una película fina denominada interface o fase superficial, cuyas propiedades son muy diferentes a las de las fases; sin embargo, desde un punto de vista mecánico, el sistema se comporta como si consistiera de dos fases homogéneas separadas por una membrana uniforme de espesor infinitesimal. Cabe señalar que la tensión interfacial es principalmente entre dos fluidos y la tensión superficial es entre un sólido y un fluido como se menciona más adelante. La tensión interfacial puede considerarse como la suma de dos componentes: la contribución por parte de las fuerzas de dispersión (γ_d) y la contribución de las fuerzas especiales (γ_s):

$$\gamma_i = \gamma_s + \gamma_d \quad (1.2)$$

Una baja tensión interfacial es esencial para la recuperación de petróleo. La tensión interfacial incide en lo que se llama el Numero Capilar.

1.2.1 La cohesión

Es la atracción entre moléculas que mantiene unidas las partículas de una sustancia, en otras palabras, la cohesión es la fuerza de atracción electromagnética entre partículas adyacentes dentro de un mismo cuerpo. Si tenemos dos partículas de forma aislada (Figura 1.3), cada una de ellas se verá afectada por una fuerza electromagnética que tiende a juntarlas y aproximarlas entre sí.

En el agua la fuerza de cohesión es elevada por causa de los puentes de hidrogeno que mantienen las moléculas de agua fuertemente unidas, formando una estructura compacta que la convierte en un líquido casi incompresible.

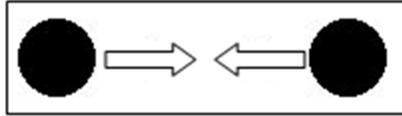


Figura 1.3.Cohesion

1.2.2 La adherencia

La adherencia se define como la atracción mutua entre superficies de dos cuerpos puestos en contacto. Cerca de cuerpos sólidos tales como las paredes de una vasija, canal o cauce que lo contenga, la superficie libre del líquido cambia de curvatura de dos formas distintas a causa de la adherencia y cohesión.

- A) Si las fuerzas adhesivas son mayores que las fuerzas de cohesión, la superficie del líquido es atraída hacia el centro del contenedor. Por ello, el menisco toma forma de U. Ejemplo: el agua (Figura 1.4A)
- B) Si las fuerzas de cohesión son mayores que las de adhesión, el menisco se curva hacia el exterior. Ejemplo: el mercurio (Figura 1.4B).

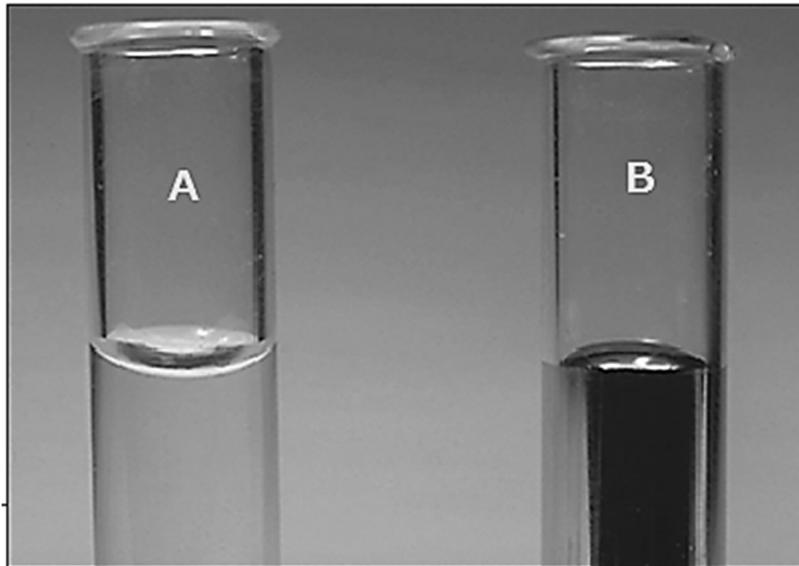


Figura 1.4. Fuerzas de adhesión y cohesión respectivamente; ejemplo agua(A) y Mercurio (B).

1.2.3 Trabajo de cohesión y adhesión

Dupré en 1869 formuló una relación en la cual definió al trabajo de adhesión $W_{ag/ac}$ entre un aceite y agua en los siguientes términos:

$$W_{ag/ac} = \gamma_{ac/ai} + \gamma_{ag/ai} - \gamma_{ag/ac} \quad (1.3)$$

Donde γ es la tensión interfacial y los subíndices *ac*, *ai* y *ag* se refieren al aceite, aire y agua respectivamente. Esto puede ilustrarse físicamente de la siguiente manera. Supongamos que el agua y el aceite están juntos en una columna de sección transversal de 1 cm^2 , (Figura 1.5) con una tensión interfacial agua/aceite definida. Las fases son separadas permitiendo que entre aire a la columna, ahora la energía del sistema interfacial es $\gamma_{ac/ai} + \gamma_{ag/ai}$.

El trabajo requerido para efectuar la separación de los líquidos es el trabajo de adhesión y está definido por $W_{ag/ac}$ de la ecuación 1.3.

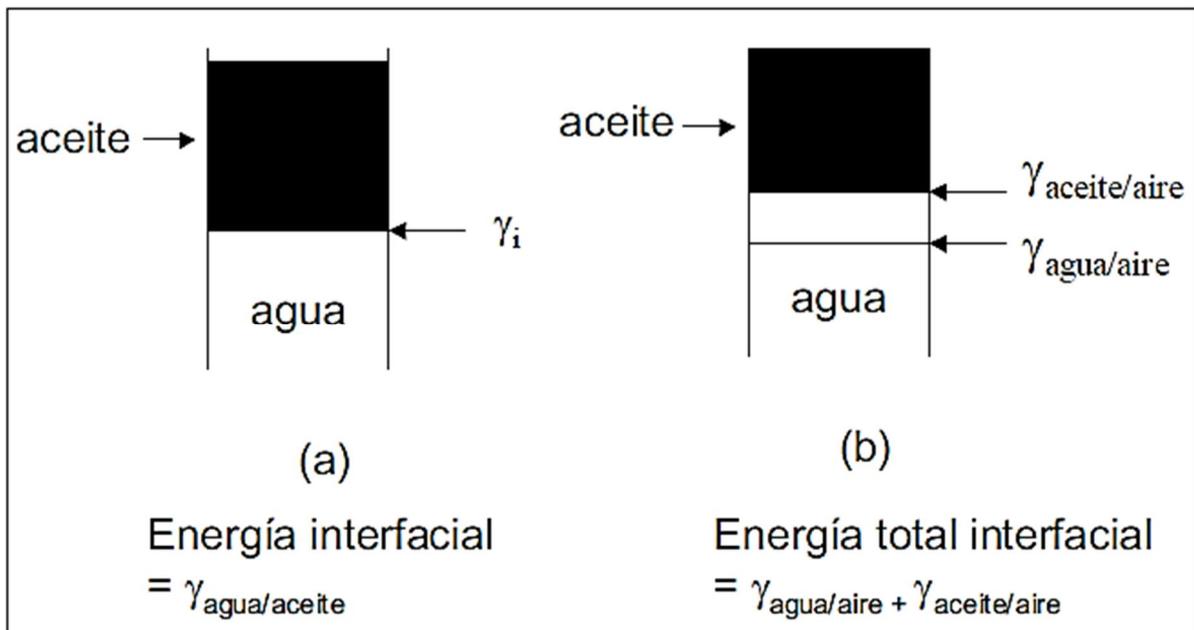


Figura 1.5. Interpretación física de la ecuación 1.3 en relación al trabajo de cohesión y adhesión.

Para un único líquido el mismo razonamiento da:

$$W_{liq} = 2\gamma_{liq/ ai} \quad (1.4)$$

Donde el trabajo de cohesión de un líquido es dos veces su tensión interfacial con el aire.

Si en un sistema líquido/líquido inmiscible, las moléculas de un líquido atraen fuertemente a las moléculas del otro más de lo que son atraídas por sí mismas, entonces las fases tienen un comportamiento miscible dado que la energía libre decrece en el mezclado. Esto también puede verse en términos de cohesión y adhesión si $W_{ac/ag} > W_{ac}$ y si $W_{ac/ag} > W_{ag}$, entonces la ecuación queda como:

$$W_{ac/ag} \geq W_{ac} + W_{ag} \quad (1.5)$$

Y por lo tanto, una consecuencia de la miscibilidad completa, es $\gamma_{ag/ac} < 0$. Esto significa que bajo estas condiciones no son estables las fases ya que las moléculas de los dos líquidos tienden a mezclarse completamente. Estas observaciones son válidas solamente para sistemas bifásicos. La presencia de un tercer componente que se difunde como una película en la interface entre los dos líquidos inmiscibles, algunas veces puede (momentáneamente) hacer que la γ_i sea cero o negativa permitiendo la emulsificación.

1.3 Saturación (S)

La saturación (S) o saturación de fluidos (S_f) es la fracción del volumen de poros de una roca que se encuentra ocupada por algún fluido, ya sea aceite, agua o gas. Se obtiene al dividir el volumen del fluido (V_f) a condiciones del medio poroso, entre el volumen de huecos o espacios intercomunicados del medio poroso (V_p), es decir:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (1.6)$$

Donde:

V_f : Es el volumen del fluido (aceite, gas o agua) a condiciones del medio poroso.

V_p : Es el volumen de espacios comunicados del medio poroso.

Los poros en un yacimiento siempre están saturados de fluidos de este modo la suma de todas las saturaciones de fluidos de una roca de un yacimiento debe ser igual al 100% o a 1, si se manejan fracciones

$$\sum S_f = 1$$

$$S_w = 1$$

$$S_o + S_w = 1$$

$$S_g + S_w = 1$$

$$S_g + S_w + S_o = 1$$

Dependiendo las condiciones a las que se encuentre, existen diferentes formas de clasificar las saturaciones, dentro de las más comunes tenemos:

- *Saturación de agua inicial (S_{wi}):* Es aquella a la cual es descubierto el yacimiento y se pueden distinguir dos tipos de agua:
 - ❖ Agua libre: Es la que está en condiciones de fluir ante una diferencia de presión.
 - ❖ Agua intersticial o irreductible: Es la que está ligada a los granos minerales, ya sea mediante enlaces a la estructura atómica de los minerales o bien como una fina capa adherida a la superficie de los mismos. El adjetivo irreductible se usa para establecer que no puede ser removida durante la producción.
- *Saturación de agua crítica (S_{wc}):* Es la saturación mínima a la cual el agua inicia su movimiento dentro del medio poroso bajo un gradiente de presión.
- *Saturación de aceite residual o remanente (S_{or}):* Es aquella que se tiene después de un periodo de explotación en una zona determinada del yacimiento se tendrá aceite remanente. Este valor de saturación es llamado saturación de aceite residual o remanente. El término residual es usualmente asociado con la fase no mojante.
- *Saturación de aceite crítica (S_{oc}):* Es la saturación mínima a la cual el aceite inicia su movimiento dentro del medio poroso bajo un gradiente de presión.
- *Saturación de aceite movable (S_{om}):* La saturación de aceite movable es otra saturación de interés y es definida como la fracción de volumen poroso ocupada por aceite movable, como expresa la ecuación 1.7, cuando se tiene S_{wi} .

$$S_{om} = 1 - S_{or} - S_{wi} \quad (1.7)$$

Donde:

S_{om} = saturación de aceite movable

S_{or} = saturación de aceite residual

S_{wi} = saturación de agua irreductible.

Igualmente, para el gas se tendrá saturación de gas residual (S_{gr}), saturación de gas crítica (S_{gc}) y saturación de gas movable (S_{gm}). La saturación de hidrocarburos, aceite o gas, en un yacimiento puede variar desde la residual hasta la máxima, cuando en la roca se tiene la S_{wi} . A su vez, la saturación de agua puede variar, desde un valor mínimo (S_{wi}) hasta un valor máximo igual a 100%.

1.4 Mojabilidad de medios porosos

La mojabilidad de un sistema sólido/líquido/líquido se puede definir como la tendencia de un fluido a adherirse a la superficie de un sólido en presencia de otro fluido, siendo las distintas fases del sistema inmiscibles una en la otra. En un sistema roca/salmuera/aceite la mojabilidad es una medida de la preferencia que la roca tiene hacia el agua o hacia el aceite. Cuando la roca es más afín al agua que al aceite, se observa una tendencia natural de que el agua entre en contacto con la superficie de la roca y ocupe el espacio poroso de la misma, principalmente los poros pequeños en donde el potencial adsorptivo del sólido es más intenso. Análogamente, cuando la roca es más afín al aceite que al agua, la tendencia natural es que sea el aceite el que entre en contacto con la roca.

También existen casos en los que no hay una preferencia definida del sólido por alguno de los fluidos, bajo este comportamiento se dice que la mojabilidad es intermedia.

Obsérvese que en los casos arriba mencionados, sólo nos hemos referido a sistemas caracterizados por un comportamiento espacialmente homogéneo. También se han observado sistemas con mojabilidad espacialmente heterogénea. En efecto, las causas principales de esta conducta son la topología del espacio poroso y la composición química de las superficies sólidas. Se han identificado dos clases de mojabilidad espacialmente heterogénea: la mojabilidad fraccional y mojabilidad mixta. En la mojabilidad fraccional, la naturaleza química del mineral provoca que ciertos componentes del crudo se adsorban sólo en partes específicas de la pared, fraccionando así a la superficie mineral en zonas afines al aceite, y zonas que mantienen su hidrofiliidad esto es zonas afines al agua. En lo que respecta a la mojabilidad mixta, en el proceso de evaluación por métodos globales, durante el drene primario, el aceite invade los poros más grandes (debido a que la presión capilar necesaria para invadir los poros pequeños es

mayor que aquella necesaria para invadir los poros grandes), entonces la pared de los poros invadidos con el crudo puede envejecer, gradualmente se van adsorbiendo sobre la pared sólida especies tensoactivas contenidas en el aceite tales como los compuestos asfálticos - y cambiar su mojabilidad, de esta manera la superficie sólida se particiona en zonas hidrófobas esto es zonas no afines al agua o que no se pueden mezclar con el agua que son continuas y en zonas que mantienen hidrofiliidad.

1.4.1 Importancia de la mojabilidad en la industria petrolera

En los yacimientos de aceite, la mojabilidad es una de las principales variables que afecta los valores de saturación de agua y de saturación de aceite en el medio poroso que constituye el yacimiento, domina el comportamiento de dos parámetros petrofísicos fundamentales: la presión capilar P_c , y la permeabilidad relativa (K_{rw}/K_{ro}). En sistemas donde la roca es hidrófila, el agua moja la superficie mineral de la roca y satura los poros pequeños, en cambio, si la roca es preferentemente oleófila, es el aceite quien moja la superficie mineral y el agua se encuentra saturando los poros grandes por lo que es mayor el rendimiento final de la recuperación de hidrocarburos en yacimientos con afinidad preferentemente hacia el agua (se recupera un 15% adicional en comparación con yacimientos con afinidad al aceite). También se obtienen rendimientos aceptables del orden del 40 - 50% del aceite original cuando se presentan condiciones de mojabilidad mixta. También es pertinente mencionar que la mojabilidad afecta la estructura y distribución del aceite remanente. Este último efecto es de vital importancia para los métodos de recuperación mejorada.

En el caso de la recuperación de aceite por inyección de agua, se ha demostrado que las fuerzas interfaciales fluido/fluido y la mojabilidad del sistema, dominan mayormente el crecimiento y la subsiguiente movilización de burbujas de gas y consecuentemente la saturación crítica de gas, lo cual repercute en la despresurización del yacimiento. En el último estado de la inyección de agua, esta despresurización puede extender la vida económica del yacimiento e incrementar la producción de gas y aceite.

Existen algunas reglas empíricas por medio de las cuales es posible inferir si una formación es mojada por agua o por aceite (Tabla 1.2).

Tabla 1.2. Reglas empíricas expresada por Craig y colaboradores la cual se encuentra en una serie de 6 artículos de la SPE titulados Wettability, Literatura Survey escritos por William G. Anderson

Características	Sistema Mojado por:	
	AGUA	ACEITE
1. Saturación de agua congénita en el volumen poroso	Usualmente mayor del 20% poroso	Generalmente menor del 15%
2. Saturación en la cual $K_{rw} = K_{ro}$	Mayor del 50% de S_w	Menor del 50% de S_w
3. Permeabilidad relativa al agua, al máximo punto de saturación de agua	Generalmente menor del 30%	Mayor del 50% y tiende al 100%

1.4.2 Factores que afectan a la mojabilidad

La mojabilidad original de los yacimientos minerales es principalmente alterada por la adsorción de compuestos orgánicos. Los agentes surfactantes presentes en el crudo son compuestos polares que contienen O, N, S, y cuentan con terminales hidrófilas e hidrófobas

(i.e. fenoles, cresoles, cetonas, dibenzofuranos, azarenos, indoles carbazoles derivados del tiofeno y tioles). Existe evidencia experimental de que la intensidad de esta adsorción, depende de la composición del aceite, naturaleza del mineral, cambios de presión o de temperatura en sistema, composición química de la salmuera (particularmente la fuerza iónica y el pH), el tratamiento previo al análisis y por operaciones inherentes al proceso (Figura 1.6).

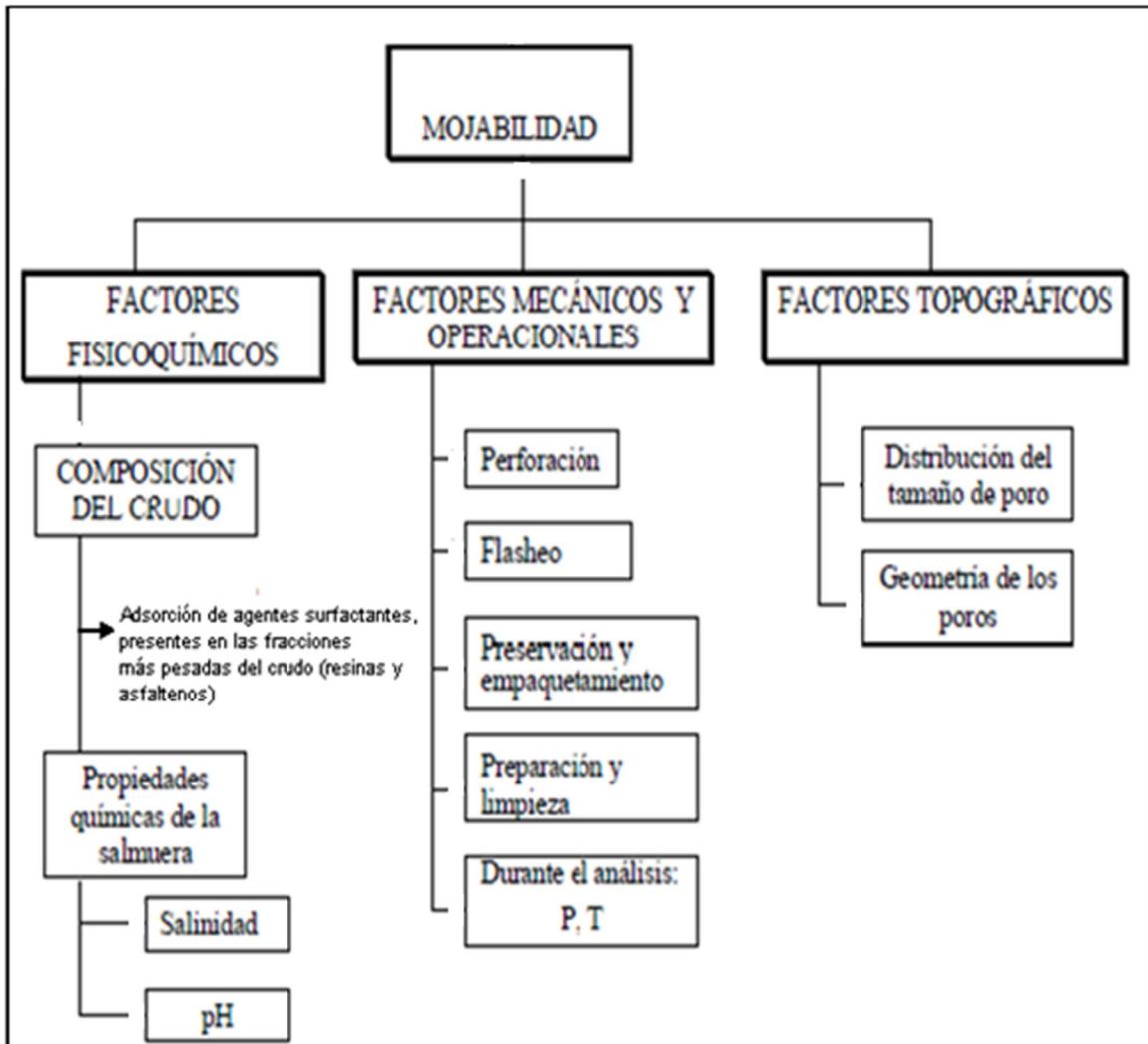


Figura 1.6. Principales factores que afectan la mojabilidad de medios porosos.

Aquellos factores que afectan la mojabilidad de tipo mecánico y operacional constituyen una importante fuente de incertidumbre en el análisis de muestras, ya que un cambio en las condiciones de muestreo o almacenamiento puede alterar la preferencia original de la roca hacia los fluidos. Los factores topográficos se manifiestan en la mojabilidad mixta mientras que los factores químicos se presentan en la mojabilidad fraccional.

1.5 Capilaridad y Adsorción

Suponiendo para simplificar que el medio poroso contiene solamente una salmuera (al cual se identificará con el subíndice w) y el crudo (subíndice o), estas dos fases se distribuyen de acuerdo a diversos factores como son: distribución de tamaño de poro, mojabilidad, capilaridad, etc.

La ecuación de Laplace relaciona la diferencia de presión entre los lados de una interface (presión capilar P_c) con la curvatura:

$$P_c = \Delta P = P_o - P_w = 2\gamma_i H \quad (1.8)$$

Donde γ_i es la tensión interfacial y H la curvatura promedio de la interfase en la ecuación 1.8. Para una superficie hemisférica la curvatura promedio es el inverso del radio. Para una superficie cualquiera H se dice que es como la mitad de la suma de los inversos de los radios de curvatura principales (el mayor y el menor). La presión es superior del lado de la concavidad, es decir, en el interior de las gotas de la figura (Figura 1.7).

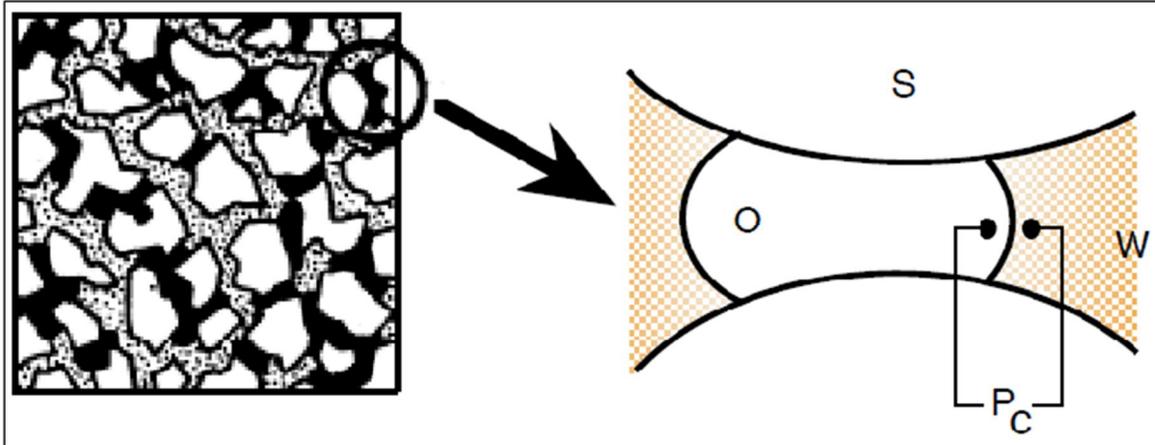


Figura 1.7. Estructura de entrapamiento de los glóbulos de petróleo por capilaridad

1.5.1 Número capilar

La cantidad de hidrocarburo que se produce por energía natural del yacimiento o por la aplicación de mecanismos como la inyección de agua o gas, por lo general no es mayor al 40% de petróleo original en sitio, debido al efecto de las fuerzas viscosas que impiden la fluidez del petróleo y fuerzas capilares que retienen el hidrocarburo en el medio poroso. Es por ello, que la movilidad del petróleo residual está sujeta a una competencia entre las fuerzas viscosas y fuerzas capilares, que

se expresa a través del denominado número capilar (N_c) definido como (ecuación 1.9):

$$N_c = \frac{\mu v}{(\gamma_i \cos\theta)} \quad (1.9)$$

Dónde:

μ : viscosidad del fluido desplazante.

v : velocidad del fluido desplazante.

θ : ángulo de contacto.

γ_i : tensión interfacial.

En la siguiente figura (Figura 1.8), se observa como a medida que aumenta el número capilar disminuye la saturación residual de hidrocarburo (aumenta su recuperación), esto gracias a la depreciación de la tensión interfacial o aumento de la viscosidad de la fase desplazante. Es importante destacar, que el número capilar deber ser incrementado en tres o cuatro veces su orden de magnitud en yacimientos mojados por crudo, y aún más para sistemas mojados por agua. Por otra parte, a medida que se amplía el N_c la tensión interfacial puede alcanzar valores ultrabajos en rangos entre 10^{-2} a 10^{-4} dinas/cm.

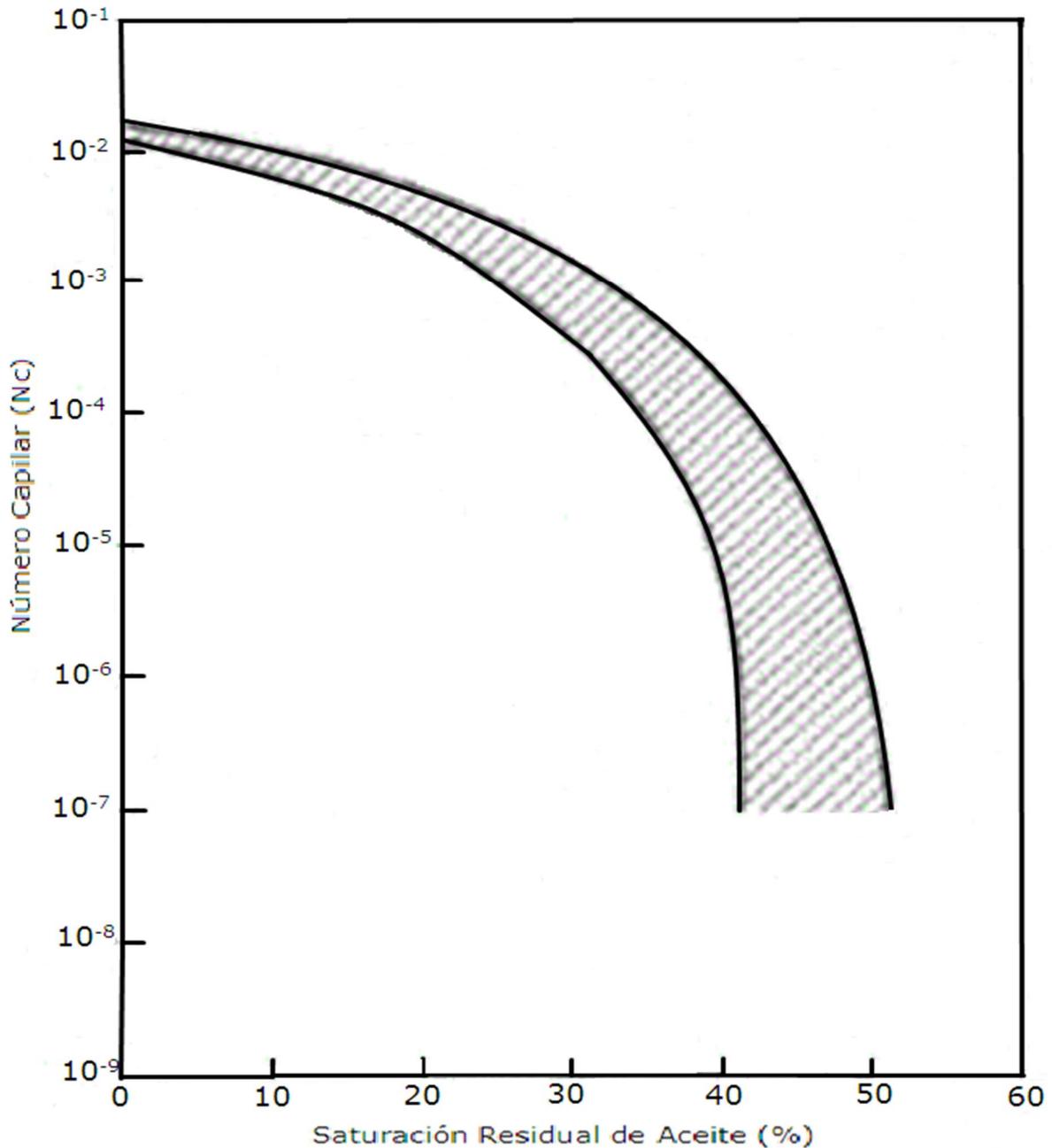


Figura 1.8. Numero capilar contra Saturación Residual de aceite (%) (porcentaje de volumen de poro).

Asimismo, al idealizar la ecuación 1.9 se podría estimar que la tensión interfacial fuese cero y por ende el número capilar tendería a infinito, lo que ocasionaría la desaparición de la interfaz entre el fluido desplazante y el fluido desplazado, es decir el petróleo presenta un desplazamiento miscible y la eficiencia de barrido en el medio poroso sería de un 100%. (Figura 1.9), donde el numero capilar típico después de la inyección de agua es aproximadamente 10^{-6} y la recuperación de

aceite cesa, por lo que la recuperación de crudo comenzara a crecer a medida que el numero capilar suba por lo que la tensión interfacial disminuye.

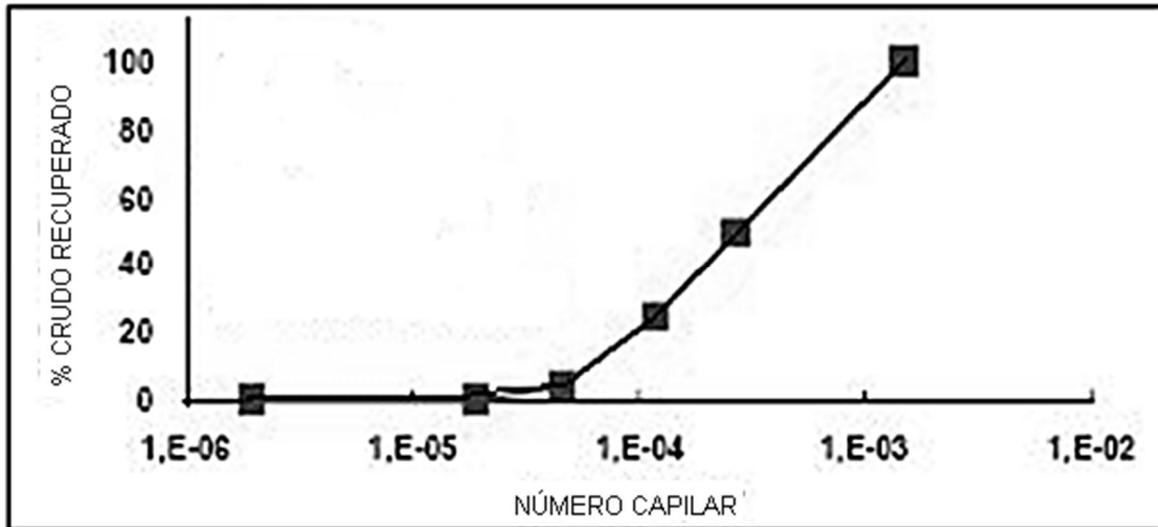


Figura 1.9 Relación entre el numero capilar y la recuperación de aceite (Tomada de la pagina <http://ingenieria-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2008/02/el-uso-de-surfactantes-en-proyectos-de.html>).

Un número capilar típico es 10^{-7} . Se necesita una reducción de 100 a 1000 veces de la tensión interfacial para mejorar la recuperación de petróleo por alteración del número capilar a partir de la adición de agentes químicos al agua de inyección. Con esto vemos que podríamos aumentar la velocidad de inyección o aumentar la viscosidad por ejemplo agregando grandes cantidades de agentes químicos de forma limitada para no dañar la formación.

Sin embargo, este fenómeno no se puede establecer como un modelaje ideal, debido a que el medio poroso es heterogéneo y existes una serie de fuerzas interactuando entre sí. Es por esto, que se aplican diversos mecanismos de recuperación mejorada para recobrar la mayor cantidad de hidrocarburo original en sitio. En este sentido, la aplicación de surfactantes bajo condiciones físico-químicas apropiadas permite obtener valores de tensiones interfaciales pequeños, gracias al principio de absorción, el cual debería ser menor sobre la superficie de la roca, para evitar que se aumente el costo económico del proceso.

1.6 Drene e imbibición

La porosidad, ϕ , es la fracción de volumen vacío de la roca, la cual varía desde 0.05 para medios muy compactos a 0.26 para un apilamiento hexagonal compacto de esferas rígidas de mismo diámetro. Además de la porosidad se pueden definir algunas otras características tales como la distribución de tamaño de poro, y la tortuosidad promedio de los poros.

Además de estas propiedades intrínsecas se definen otras dos, que están relacionadas con el movimiento del fluido monofásico (permeabilidad), o con la presencia de dos fluidos inmiscibles (presión capilar). Finalmente S_o y S_w son las saturaciones de aceite y de agua, es decir las fracciones volumétricas del volumen poroso ocupado por cada fluido.

Cuando dos fluidos inmiscibles coexisten en equilibrio en un medio poroso, están repartidos según las leyes de la hidrostática y de la capilaridad. La repartición de fluidos depende de la dimensión de los poros, del ángulo de contacto, de la tensión interfacial y de las saturaciones.

En la práctica se determina experimentalmente la variación de la cantidad $P_c L / \gamma$ en función de las saturaciones, donde L representa una longitud característica del medio, por ejemplo el diámetro promedio de poro. Esta variación de $P_c L / \gamma$ corresponde a las llamadas curvas de drene e imbibición (Figura 1.10)

Donde la Imbibición es cuando aumenta la saturación de fluido que moja.

Y el drene es cuando se reduce la saturación del fluido que moja. Un medio poroso está caracterizado por su geometría, sin embargo no es posible definirla en el caso de un medio poroso natural.

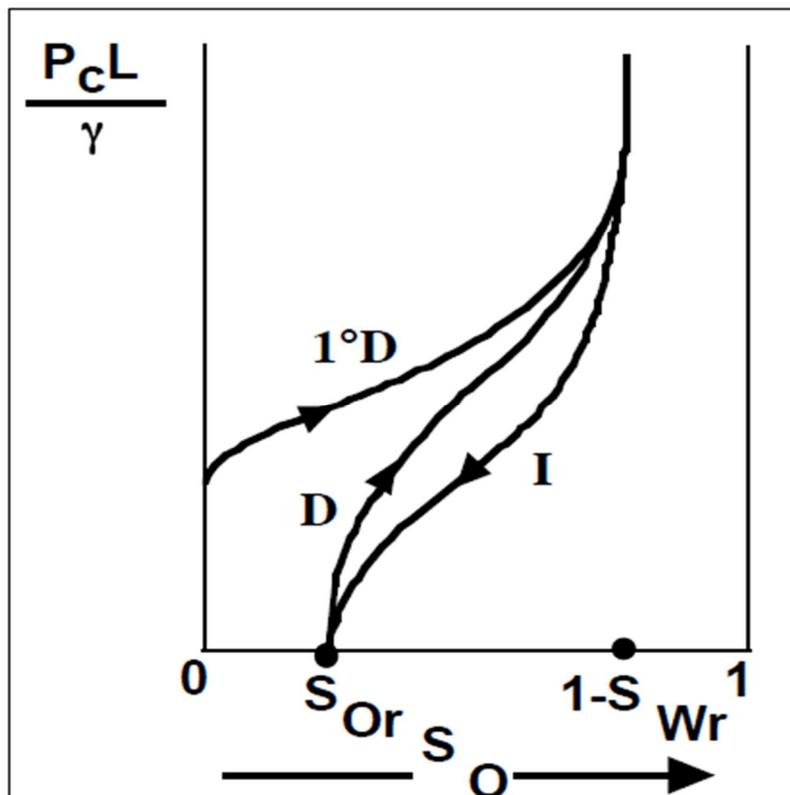


Figura 1.10. Variación de la presión capilar al inyectar sucesivamente agua y aceite en un núcleo

Para obtener estas curvas se toma un núcleo de medio poroso completamente saturado de agua (fluido que moja el sólido) y se le inyecta aceite por alícuotas

que son porciones representativas del aceite. Después de cada inyección se espera el equilibrio y se mide la diferencia de presión P_c entre los fluidos. El desplazamiento de agua por aceite (drene) produce la primera vez la curva (1°D), que tiende a un valor máximo de S_o , llamado $(1-S_{wr})$ donde S_{wr} es la saturación residual de agua después del drene. Si ahora se reduce la saturación de aceite inyectando agua, se obtiene la curva de imbibición (I), hasta la saturación residual S_{or} . Al aumentar nuevamente la saturación de aceite se obtiene la curva de segundo drene (D), y así sucesivamente. Las curvas I y D conforman el ciclo de histéresis de la presión capilar. Esto significa que para un cierto estado de saturación del medio poroso (S_o), la presión capilar (el valor de P_c) y ó a P_c dado, la distribución real de los fluidos depende de la historia previa de evolución del sistema.

La distribución de la fase que moja o de la que no, no depende exclusivamente de la saturación sino que depende también del sentido en que se efectúa la prueba (Figura 1.11).

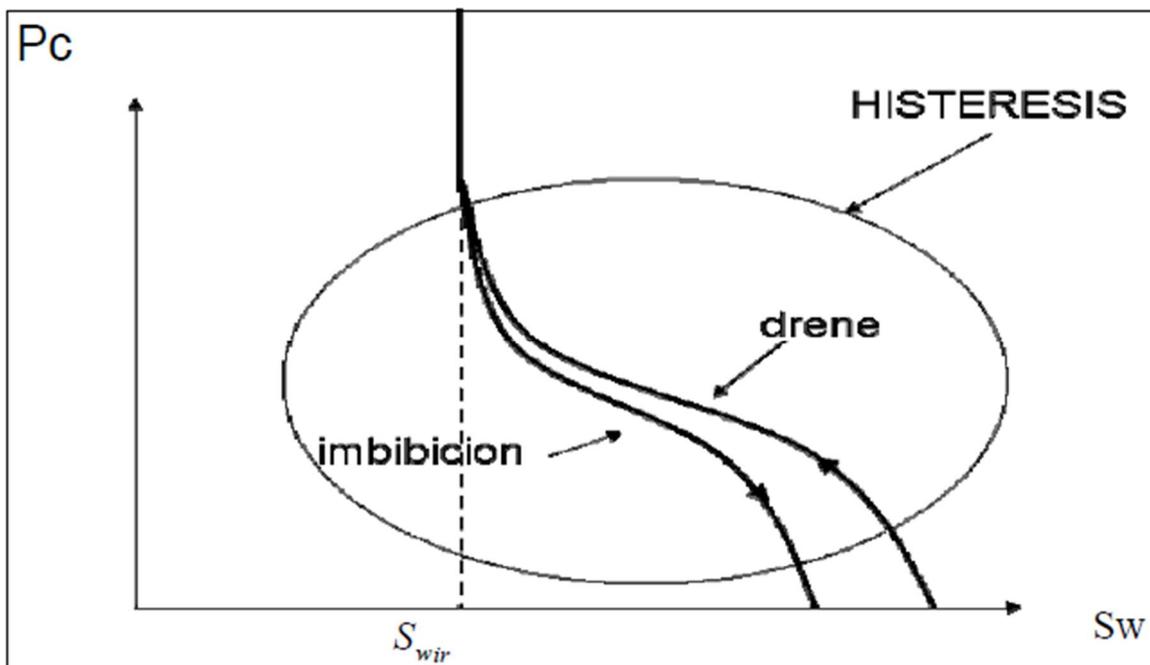


Figura 1.11. Histéresis: Es la diferencia de las propiedades de la roca (P_c-S_w) que se tiene al invertir el sentido de la prueba.

Los experimentos de imbibición y drene muestran que no es posible desplazar completamente uno de los fluidos por el otro.

El estado de saturación residual S_{or} es el límite que se puede alcanzar mediante un proceso de inyección de agua. En la práctica, nunca se llega a este valor.

1.7 Ley de Darcy

El primero en estudiar el concepto de permeabilidad fue Henry Darcy (1856) al investigar el flujo de agua a través de filtros de arena para la purificación de agua. Estableció una relación para el flujo de fluidos en un medio poroso y sus estudios fueron retomados, aplicándose en el desarrollo de varias industrias, como la petrolera.

Darcy experimentó con filtros de arena y encontró que el gasto a través del empaque de arena era proporcional a la carga hidrostática del fluido (ρ , g , h), más una presión (P) ejercida sobre la superficie libre del líquido, que causa el movimiento del fluido en una longitud (L) dada, mediante una sección transversal de área (A) perpendicular a la dirección de flujo donde esta área es un área aparente ya que considera todo y solo se fluye a través del espacio poroso. La constante de proporcionalidad (K) es la permeabilidad.

La forma elemental de la ecuación de Darcy es la ecuación 1.10:

$$q = -A \left(K \frac{\Delta(P + \rho gh)}{L} \right) \quad (1.10)$$

Donde h es la altura medida sobre un nivel constante de referencia, ρ es la densidad del fluido y g es la aceleración de la gravedad. Darcy sólo consideró agua, no pudiendo así aplicarse de forma general a otros campos relacionados con el flujo de fluidos. Investigaciones posteriores ya consideran otros fluidos tomando en cuenta el efecto de la viscosidad (μ). Al introducir este término se observa que es inversamente proporcional al gasto del fluido. Por lo que la ecuación 1.10 de Darcy adquiere una forma más general quedando la ecuación 1.11 como:

$$q = -A \left(\frac{k}{\mu} \right) \left(\frac{\Delta p}{L} + \rho g \sin \alpha \right) \quad (1.11)$$

Donde $\Delta p/L$ es el gradiente de presión en la dirección de flujo por lo que a α se le considera positivo cuando el flujo es buzamiento arriba o negativo cuando es buzamiento abajo.

En la ecuación de flujo 1.11, si α es igual a cero ($\alpha=0$), el \sin de 0 es igual a cero y si se divide el gasto sobre el área ($q/A = u$) la velocidad que se obtiene no es la velocidad real, es sólo aparente, ya que no toda la sección del área transversal está disponible para el flujo del fluido mostrada en la ecuación 1.12

Ahora si se quiere estimar la velocidad del flujo real en el medio poroso, se tendrá que dividir entre la porosidad.

$$u = \frac{q}{A} = \frac{k}{\mu} \left(\frac{dp}{dL} \right) \quad (1.12)$$

Donde

$u = q/A = \text{gasto} / \text{área}$

Y "u" es la velocidad específica o aparente o velocidad de filtración, es decir, el flujo volumétrico por unidad de área del medio atravesado: es el gasto total volumétrico dividido por el área de sección recta del medio, es decir la velocidad promedio en los poros multiplicada por la porosidad.

μ es la viscosidad del fluido, recordemos que la viscosidad μ es una magnitud física que mide la resistencia interna de un fluido que cambia su estado de movimiento, debido a la fricción de sus moléculas al deslizarse con respecto a otras;

dP/dL es el gradiente de presión (incluyendo el gradiente hidrostático si existe una diferencia de nivel) y

k es la permeabilidad del medio. Cuando u se expresa en cm/seg, μ en centipoise, dP/dL en atmósfera por cm, k se expresa en darcy.

El darcy es igual a $9,87 \cdot 10^9 \text{ cm}^2$ y corresponde a un medio bastante permeable. La mayoría de las rocas almacén poseen una permeabilidad del orden de una fracción de darcy. Un lecho de arena compactado pero no consolidado posee una permeabilidad de varios darcys.

1.7.1 Permeabilidad

Permeabilidad: Es una medida de capacidad de una roca para permitir el paso de un fluido a través de ella. La permeabilidad puede ser absoluta, efectiva o relativa.

- *Permeabilidad absoluta (K)*. Es la propiedad de la roca que permite el paso de un fluido, cuando se encuentra saturada al 100% de ese fluido.
- *Permeabilidad efectiva (Ko, Kg, Kw)*. La permeabilidad efectiva a un fluido es la permeabilidad del medio a ese fluido cuando su saturación es menor del 100%.

K_o = permeabilidad efectiva al aceite.

K_g = permeabilidad efectiva al gas.

K_w = permeabilidad efectiva al agua.

- *Permeabilidad relativa (kro, krg, krw)*. La permeabilidad relativa a un fluido es la relación de la permeabilidad efectiva a ese fluido a la permeabilidad absoluta.

$$k_{ro} = \frac{k_o}{K} \quad \text{Permeabilidad relativa al aceite}$$

$$k_{rg} = \frac{k_g}{K} \quad \text{Permeabilidad relativa al gas}$$

$$k_{rw} = \frac{k_w}{K} \quad \text{Permeabilidad relativa al agua}$$

Cuando los fluidos inmiscibles (O y W) se desplazan conjuntamente en un medio poroso, se puede definir, por lo menos localmente:

- Las saturaciones S_o y S_w
- Las presiones P_o y P_w cuya diferencia es P_c
- Las velocidades de filtración u_o y u_w

Por analogía con la ecuación de Darcy 1.12 se escribe:

$$u_o = \frac{k_o}{\mu_o} \frac{dP_o}{dL} \quad \dots \quad u_w = \frac{k_w}{\mu_w} \frac{dP_w}{dL} \quad (1.13)$$

Estas relaciones (Ecuación 1.13) definen los coeficientes k_o y k_w , llamadas permeabilidades efectivas.

La experiencia muestra que las permeabilidades efectivas son siempre inferiores a la permeabilidad del medio poroso.

La variación de las permeabilidades relativas tiene el aspecto indicado en graficas (Figura 1.12) para una saturación de aceite comprendida entre los límites S_{or} y $1-S_{wr}$; cada una de las permeabilidades relativas crece con la saturación correspondiente.

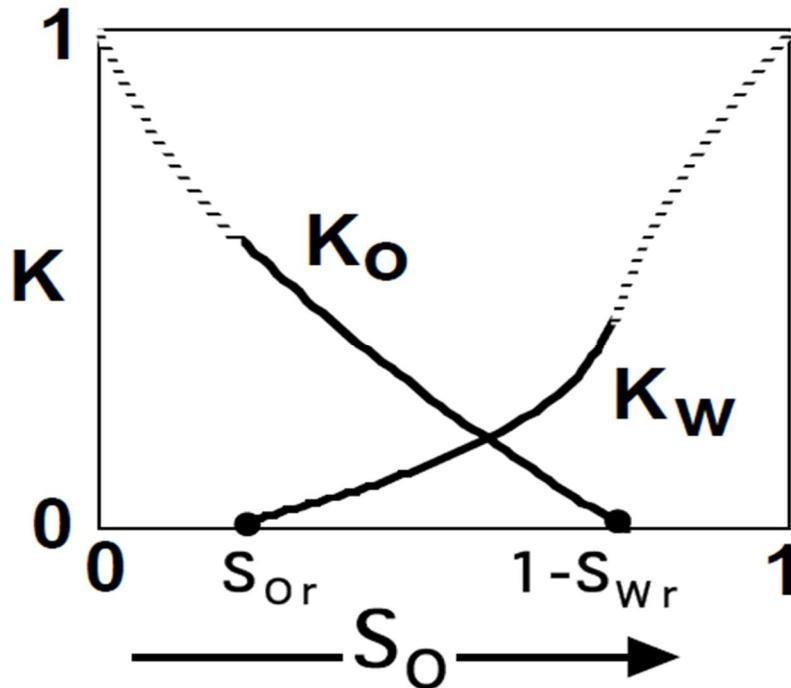


Figura 1.12. Permeabilidades relativas en función de las saturaciones.

Se puede demostrar que la relación U_w/U_o es decir, la relación agua/aceite (WOR por sus siglas en inglés) en los fluidos producidos es igual a la relación de las movilidades (ecuación 1.14), siendo la movilidad λ la relación entre la permeabilidad relativa al fluido y la viscosidad del fluido como veremos posteriormente.

$$WOR = \frac{(K_w / \mu_w)}{(K_o / \mu_o)} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} \quad (1.14)$$

La experiencia muestra que la posición de las curvas K_w y K_o se desplaza hacia abajo (los K disminuye) cuando la tensión interfacial aumenta, es decir cuando los efectos capilares aumentan, y vice-versa. Si la saturación del yacimiento es considerablemente superior a S_{or} el efecto de la capilaridad es poco importante. Al contrario, cuando S_o se acerca a S_{or} como en el caso de un yacimiento en fin de recuperación secundaria, los fenómenos capilares se tornan dominantes.

1.8 Movilidad

La mecánica del desplazamiento de un fluido por otro está controlada por las diferencias que existen en el cociente de la permeabilidad efectiva y la viscosidad. El flujo de cada fase está controlado por la relación k/μ , la cual es llamada movilidad del fluido (ecuación 1.15):

$$\lambda_f = \frac{k_f}{\mu_f} \quad (1.15)$$

Donde k_f es la permeabilidad del fluido y μ_f e la viscosidad del fluido.

La movilidad controla la facilidad relativa con la cual los fluidos pueden fluir en un medio poroso. Dado que las permeabilidades relativas al aceite y al agua son función de la saturación, las movilidades también dependen de la saturación. La razón de movilidades (M) es el cociente de la movilidad del fluido desplazante y la movilidad del fluido desplazado tomando el caso de que el fluido desplazante fuera el agua y el fluido desplazado fuera el aceite entonces (ecuación 1.16):

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{\left(\frac{k_w}{\mu_w} \right)}{\left(\frac{k_o}{\mu_o} \right)} \quad (1.16)$$

Movilidad de la fase desplazante (agua)
Movilidad de la fase desplazada (aceite)

Si $M < 1$: El desplazamiento es favorable

Si $M > 1$: El desplazamiento es desfavorable

Donde λ_w : es la movilidad del agua

λ_o : es la movilidad del aceite

1.9 Angulo de contacto

Un sistema ideal sólido/líquido/líquido, está constituido por una superficie sólida, lisa, plana, químicamente inerte (no reacciona con las demás fases), homogénea y no deformable, y dos fases líquidas puras no miscibles entre sí. En este caso particular, la mojabilidad se interpreta en términos del ángulo de contacto θ . El ángulo de contacto ha sido muy útil para estudiar los efectos, sobre la liofilidad de diversas superficies, de cambios de presión, temperatura del sistema y los efectos asociados a los cambios en la composición de la fase acuosa. La simplicidad del sistema minimiza las variables a controlar y facilita el desarrollo de modelos numéricos que además de reproducir los resultados experimentales, permiten explorar virtualmente el comportamiento del sistema en escenarios difícilmente abordables por la vía experimental. También, el ángulo de contacto es un reflejo de la energía libre superficial de la fase sólida, pudiéndose distinguir superficies de baja energía (superficies de sólidos con energía libre específica menor a 100 ergs/cm²) y de alta energía (superficies que son mojables por líquidos de alta tensión superficial).

Cuando una gota de agua entra en contacto con una superficie sólida sumergida en aceite, la interface agua/aceite intercepta a la superficie sólida (Figura 1.13) con un ángulo de contacto θ , medido a través de la fase acuosa, entre la superficie sólida y la recta tangente a la interface agua/aceite en la línea de contacto.

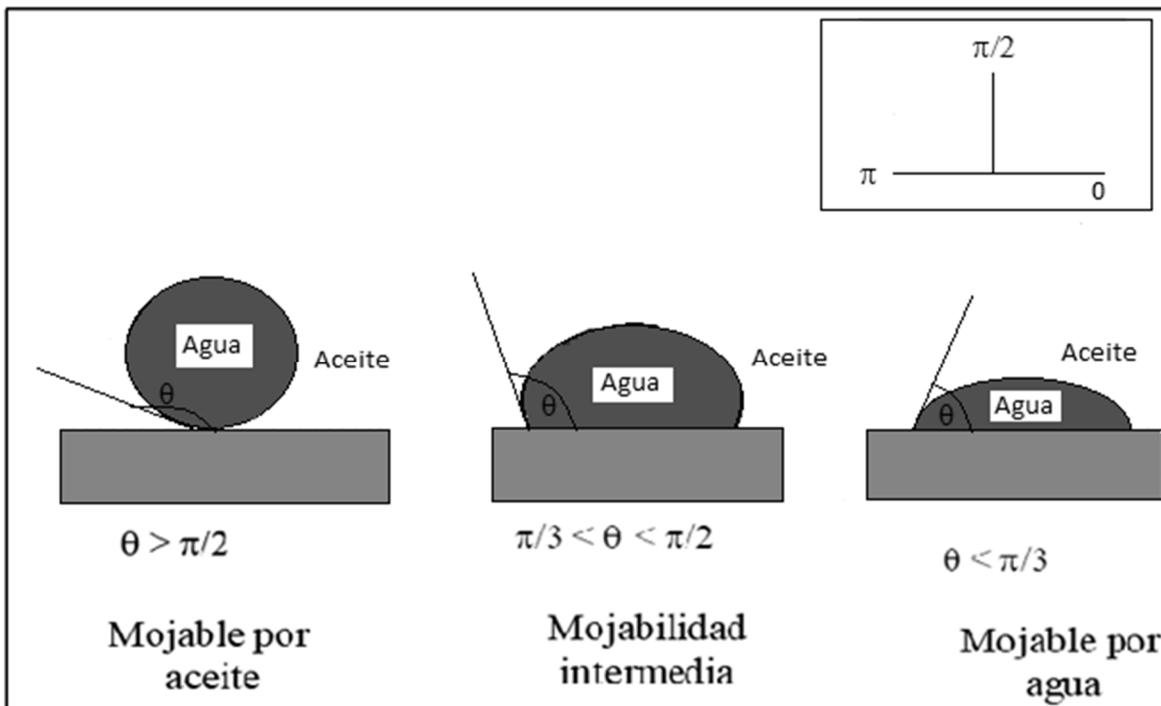


Figura 1.13. Definición de ángulo de contacto en un sistema ideal sólido/líquido/líquido.

Como se observa en la figura 1.13 si $\theta < \pi/3$ rad, se dice que la superficie es de afinidad preferencial hacia el agua, mientras que para valores de $\theta > \pi/2$ rad, la superficie es de mojabilidad por aceite y finalmente para valores $\pi/3 < \theta < \pi/2$ rad, se dice que la superficie presenta una mojabilidad neutral y no tiene preferencia significativa por ningún líquido.

Asociada a cada interface existe una tensión interfacial que se relaciona con el ángulo de contacto a través de la ecuación de Young, en la siguiente manera (Ecuación 1.17):

$$\gamma_{ag/ac} \cos \theta = \gamma_{s/ac} - \gamma_{s/ag} \quad (1.17)$$

Donde,

$\gamma_{i_{s/ag}}$, $\gamma_{i_{s/ac}}$, $\gamma_{i_{ag/ac}}$ son respectivamente las tensiones asociadas a las interfaces sólido/agua, sólido/aceite y agua/aceite (Figura 1.14).

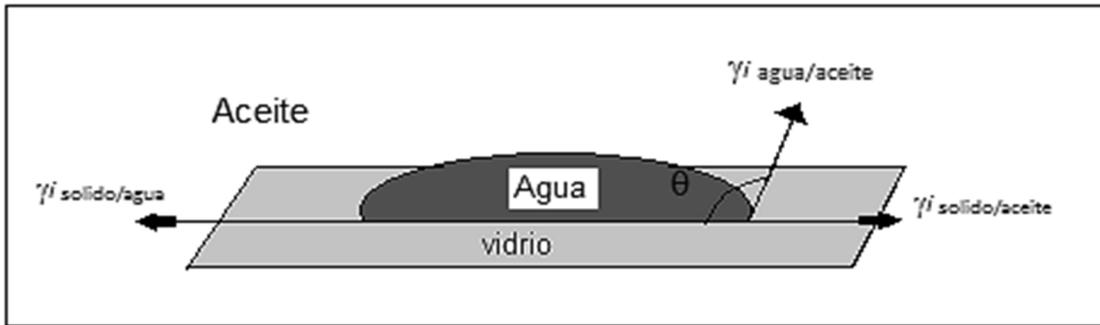


Figura 1.14. Balance de las tensiones interfaciales en la línea de contacto.

En la figura anterior la tensión interfacial sólido/aceite tiende a esparcir la gota, donde la tensión interfacial sólido/agua y el componente horizontal de la tensión agua/aceite actúan en direcciones opuestas (Figura 1.15). En el equilibrio la fuerza resultante debe ser cero.

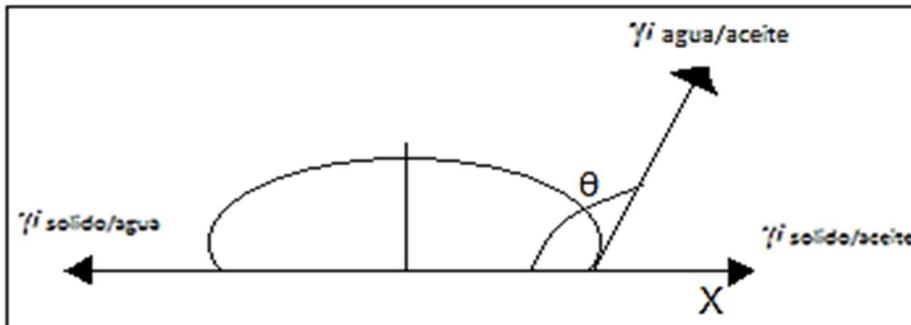


Figura 1.15. Equilibrio de fuerzas.

Experimentalmente, el fenómeno del ángulo de contacto es complicado y multifacético, ya que la ecuación de Young implica un único ángulo de contacto, sin embargo una gota de un líquido en una superficie sólida generalmente no sigue el comportamiento establecido por esta ecuación. En un sistema real en lugar de un único ángulo de contacto, se obtiene un intervalo y la razón de esta discrepancia entre la teoría y la práctica es debida a la naturaleza no ideal de la superficie sólida.

De los estudios realizados en sistemas sólido/líquido/gas, se sabe que el ángulo de contacto de avance θ_a es mayor que el ángulo de contacto de retroceso θ_r . La diferencia entre ambos es lo que se conoce como histéresis del ángulo de contacto o ángulo de contacto de histéresis θ_{hist} y debido a la existencia de esta histéresis la interpretación del ángulo de contacto en términos de la ecuación de Young, es debatible.

A pesar de que existen diversas investigaciones en θ_{hist} aún no se conocen con exactitud las causas y orígenes, sin embargo, la rugosidad y heterogeneidad de la superficie sólida juegan un papel importante y la concepción del concepto de estados meta estables de equilibrio (en un sistema ideal solamente un ángulo de contacto puede ser determinado en acuerdo a la ecuación de Young; este θ aparente, representa el estado estable de equilibrio donde la energía libre del sistema es un mínimo local. Sin embargo también existen estos estados en superficies heterogéneas y rugosas; de modo que puede ser observado más de un ángulo de contacto mecánicamente estable) se ha utilizado en algunos casos, para interpretar esta histéresis. En casos en los cuales se minimiza la heterogeneidad y la rugosidad de la superficie sólida, θ_{hist} se ha interpretado en términos de las propiedades del líquido que naturalmente moja a la superficie sólida. En estos términos los hallazgos indican que θ_{hist} disminuye cuando se incrementa el volumen molecular del líquido empleado.

En otros estudios se ha demostrado que a bajas velocidades los ángulo de contacto de avance son independientes de las velocidades de avance (< a 1 mm/min). En otros términos, los ángulos de contacte de avance a bajas velocidades de crecimiento de la gota son idénticos a los ángulos estáticos. Sin embargo existen ventajas de medir el ángulo dinámico donde la gota inicial que es colocada en la superficie puede no estar propiamente en avance, debido a la manipulación o evaporación. Por el contrario incrementando el volumen de la gota, se asegura que se está midiendo el ángulo de avance.

Capítulo 2

La espuma como método de recuperación mejorada en Yacimientos Naturalmente Fracturados

2.1 Yacimientos Naturalmente Fracturados

En un yacimiento naturalmente fracturado es un yacimiento en el cual de manera natural ocurrieron fracturas, las fracturas tienen un efecto significativo en el flujo de fluidos pues cambian la porosidad y permeabilidad o incluso su anisotropía. Operacionalmente es importante conocer el sistema de fracturas debido a que los datos necesarios para caracterizar un yacimiento naturalmente fracturado se deben obtener desde etapas muy tempranas de la vida del yacimiento. Si la información es precisa se podría predecir el efecto que tendría en la producción una formación que presenta zonas de alta conductividad por las fracturas presentes.

Los yacimientos naturalmente fracturados plantean una paradoja relacionada con la producción. Usualmente son yacimientos con baja recuperación de hidrocarburos, pueden parecer altamente productivos al comienzo pero con el paso del tiempo 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. Debido a la naturaleza paradójica de esta clase de yacimientos hay grandes esfuerzos por parte de la industria para comprenderlos mejor y modelarlos con suficiente certeza.

Si bien casi todos los yacimientos de hidrocarburos son afectados de alguna manera por las fracturas naturales, el efecto de las fracturas a menudo se conoce en forma imprecisa y en gran medida se subestima. En los yacimientos carbonatados, las fracturas naturales 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, esto es que las rocas siliciclásticas, al contrario que las carbonatadas que generalmente se forman "in-situ", se generan por procesos de erosión, transporte y depositación, cuya consecuencia más importante es que la roca siliciclastica se litifica y la porosidad por lo general se ve reducida lo que puede afectar a las condiciones de esa roca como yacimiento petrolero, yacimiento de agua u otros fluido; lo que complica el aparentemente simple comportamiento de la producción dominado por la matriz. Además, 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 (Coal Bed Methane, CBM, por sus siglas en inglés), los yacimientos de gas de lutitas y los yacimientos de roca basamento y roca volcánica. Si bien las fracturas naturales desempeñan un rol menos importante en los yacimientos de alta permeabilidad y alta porosidad, tales como las turbiditas, comúnmente forman barreras para el flujo, frustrando los intentos para calcular las reservas recuperables y predecir la producción con el tiempo en forma precisa. Ignorar la

presencia de las fracturas no es una práctica óptima de manejo de yacimientos; tarde o temprano, es imposible ignorar las fracturas porque el desempeño técnico y económico del yacimiento se degrada. El mayor riesgo que implica la falta de una caracterización temprana de las fracturas naturales es que tal omisión puede limitar severamente las opciones de desarrollo de campos petroleros.

2.1.1 Fractura

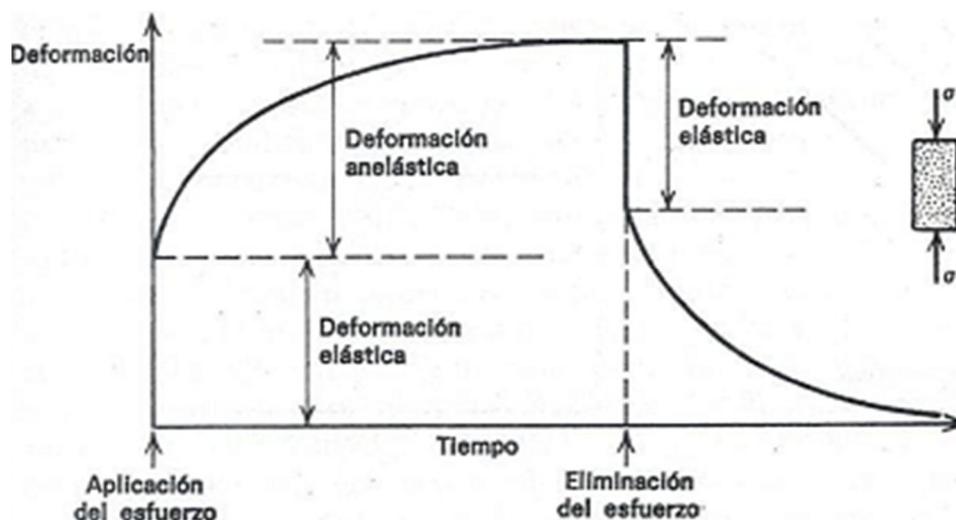
La palabra “fractura” ha sido definida de varias formas, siendo las más usadas las puramente descriptivas (Dennos, 1967) y las mecánicas (Ranalli y Gale, 1976) Stearns en 1990, define a una fractura natural, como una discontinuidad plana macroscópica resultado de los esfuerzos que exceden el punto de ruptura de la roca, ya que bajo el campo de la deformación frágil las rocas se rompen conforme a superficies más o menos planas. Las superficies de ruptura se denominan fracturas cuando no se aprecia desplazamiento entre los dos ámbitos definidos por la superficie de discontinuidad en sentido paralelo a la propia superficie.

Las fracturas son discontinuidades aproximadamente planas que separan bloques de roca con desplazamiento perpendicular al plano de ruptura, a lo largo de los cuales la cohesión del material se ha perdido y se registra como planos o superficies de discontinuidad.

Las fracturas son producto de la deformación frágil en cualquier tipo de roca. Se forman por esfuerzos cortantes, en zonas de compresión, extensión y tensión.

También son generadas por pérdida de carga, pérdida de volumen, enfriamiento, por efecto de la diagénesis, por la actividad biológica, etc.

También las rocas sufren deformaciones típicas anteriores al desarrollo de la fractura o al desarrollo de la falla (Figura 2.1 y Figura 2.2).



2.1. Esquema que muestran los tipos de deformación que sufren las rocas (tomada de KMZ, 2009).

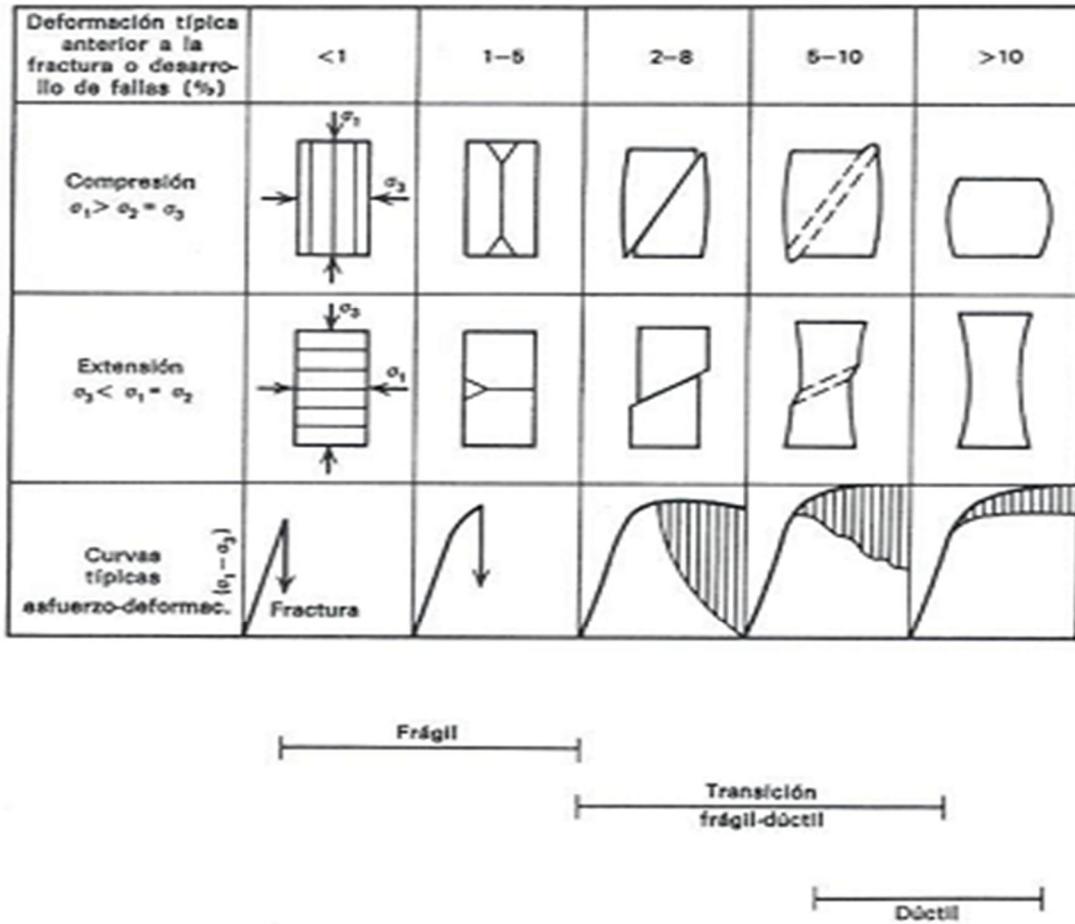


Figura 2.2 Deformación típica anterior a la fractura o desarrollo de la falla, se indica cuales son las direcciones de los esfuerzos principales que causan la deformación dúctil, el fracturamiento y las fallas. Esto es de utilidad para determinar los modelos de las fracturas (Tomada de KMZ, 2009).

En el laboratorio, las fracturas por esfuerzo de corte y las fracturas de tracción se forman con una orientación que se relaciona con las tres direcciones de esfuerzos principales; las cuales son: el esfuerzo de compresión principal máximo σ_1 , el esfuerzo de compresión principal mínimo σ_3 , y el esfuerzo intermedio, σ_2 . Las fracturas por esfuerzo de corte se crean bajo un alto esfuerzo diferencial y en pares conjugados, formando un ángulo agudo con σ_1 . Las fracturas de tracción, término que a veces se utiliza en forma indistinta con el término fracturas de extensión, se forman perpendiculares a σ_3 y bajo esfuerzos diferenciales relativamente bajos, cuando el valor de σ_3 , después del ajuste por la presión de poro —el esfuerzo efectivo local— resulta de tracción. En el laboratorio, es común observar la creación de fracturas de tracción durante los experimentos de compresión, a presiones de confinamiento bajas y en asociación con el desarrollo de fracturas por esfuerzo de corte.

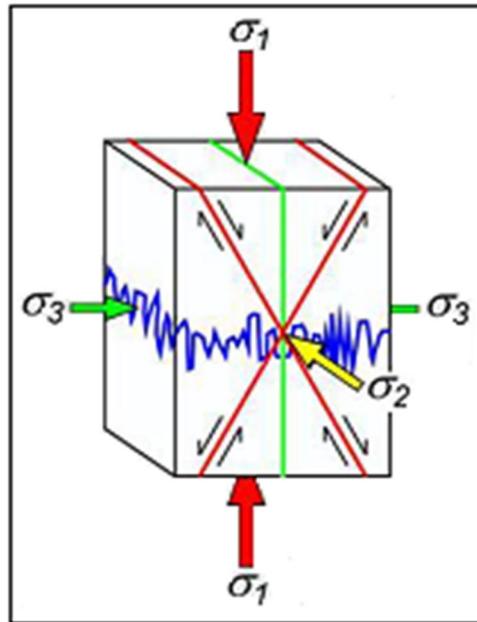


Figura 2.3. Los esfuerzos principales y la creación de las fracturas.

La figura anterior (Figura 2.3) muestra las direcciones de los tres esfuerzos principales: el esfuerzo de compresión principal máximo, σ_1 , el esfuerzo de compresión principal mínimo, σ_3 , y el esfuerzo intermedio, σ_2 . También se indica el fracturamiento resultante. Las fracturas por esfuerzo de tracción (verde) se forman paralelas a σ_1 y σ_2 . El ángulo agudo que se forma entre dos fracturas por esfuerzo de corte (rojo) se denomina ángulo conjugado. El ángulo que se forma entre la fractura por esfuerzo de corte y σ_1 se denomina ángulo diedro. Entre la fractura por esfuerzo de corte y σ_3 , se forma un ángulo obtuso, mientras que las fracturas por esfuerzo de corte son paralelas a σ_2 .

La definición de fractura permite definir a un yacimiento naturalmente fracturado, como aquel que tiene fracturas en las rocas almacenadoras. Nelson en 1985, define a un yacimiento fracturado como aquel que tiene una o varias discontinuidades planares macroscópicas y microscópicas que suceden naturalmente debido a la deformación o a la diagénesis. La definición de fractura de un yacimiento es amplia y la definición de yacimiento fracturado es aún más amplia y compleja, debido a que el sistema natural de fracturas puede tener una gran variedad de efectos en el comportamiento del yacimiento, en la recuperación primaria, secundaria y terciaria; además porque dichos efectos a menudo deben ser interpretados y anticipados mucho antes de que exista evidencia en los datos de la producción, por lo que es necesaria una definición operativa de yacimiento naturalmente fracturado.

2.1.1.1 *Fracturas naturales en el desarrollo de campos petroleros*

La investigación de las fracturas naturales debería iniciarse durante la etapa de exploración. Los afloramientos en superficie correspondientes a la sección prospectiva o los análogos de yacimientos pueden constituir la base de un cimiento litológico, estructural y estratigráfico sobre el que los geólogos podrán construir modelos conceptuales.

Estos modelos a menudo comienzan con el conocimiento de los esfuerzos regionales (Figura 2.4) Esta información básica se utiliza en el modelado para ayudar a comprender las redes de fracturas presentes en los campos de todo el mundo. El estado de los esfuerzos es importante en los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) porque determina en gran medida si las fracturas están abiertas para conducir los fluidos de yacimiento.

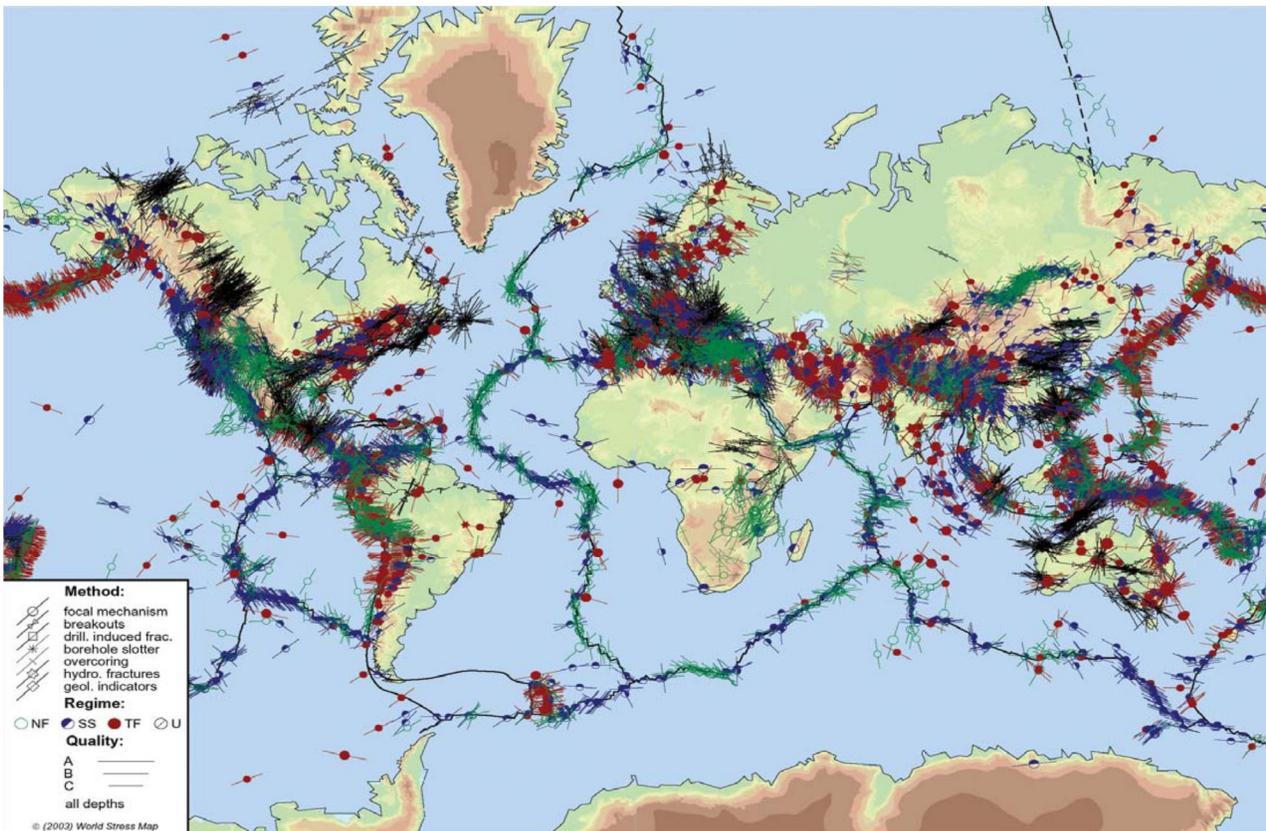


Figura 2.4. Mapa mundial de esfuerzos. En las regiones de petróleo y gas, las mediciones de pozos constituyen una fuente importante de información de esfuerzos locales actuales. (Tomado del Proyecto de Mapa Mundial de Esfuerzos, http://www-wsm.physik.uni-karlsruhe.de/pub/casmo/content_frames/stress_maps_frame.html)

La correcta evaluación del rol de las fracturas naturales puede traducirse en éxitos anticipados de desarrollo de campos, estableciendo las bases para las etapas de desarrollo posteriores, incluyendo los proyectos de recuperación secundaria y en

proyectos de recuperación mejorada. La información sobre las fracturas naturales también es importante en la etapa de construcción de pozos.

2.1.2 Clasificación de los yacimientos fracturados

La mayoría de los yacimientos, si no todos, contienen fracturas. El grado en que las fracturas inciden en el flujo de fluidos a través de un yacimiento es lo que debería dictar el nivel de recursos necesarios para identificar, caracterizar y modelar las fracturas. Los efectos de las fracturas pueden cambiar a lo largo de la vida productiva del yacimiento como las presiones y los tipos de fluidos cambian durante las etapas de recuperación primaria y secundaria. Por otra parte, las fracturas no siempre conducen fluido; a menudo constituyen barreras para el fluido.

Una vez que han sido determinados los sistemas de fracturas, su origen, continuidad, sus propiedades en el yacimiento es posible determinar las interacciones del flujo entre las fracturas y la matriz, los yacimientos deben ser clasificados con base en los efectos positivos de los sistemas de fracturas, que son los que determinan la calidad del yacimiento.

Los yacimientos fracturados 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.

2.1.2.1 Tipos de yacimientos Naturalmente Fracturados

La clasificación que aquí se presenta está basada en la de Nelson y en esta clasificación se define dos tipos de yacimientos fracturados más, los Tipo M y los Tipo G (Figura 2.5), los cuales agrega a la clasificación de Nelson del 2001 ("Evaluating Fractured Reservoirs: Introduction," Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs, 2a ed Woburn).

- *Tipo 1.* En los yacimientos de Tipo 1, las fracturas proveen tanto los elementos de porosidad primaria como los elementos de permeabilidad primaria. Habitualmente poseen áreas de drenaje grandes por pozo y requieren menos pozos para su desarrollo. Estos yacimientos muestran regímenes de producción iniciales altos pero también están sujetos a rápida declinación de la producción, irrupción temprana de agua y dificultades en la determinación de las reservas.
- *Tipo 2.* Los yacimientos de Tipo 2 poseen baja porosidad y baja permeabilidad en la matriz y las fracturas proveen la permeabilidad esencial para la productividad; esto quiere decir que en los yacimientos de Tipo 2 pueden tener regímenes de producción iniciales sorprendentemente buenos, para una matriz de baja permeabilidad, pero pueden presentar dificultades durante la recuperación secundaria si la comunicación existente entre la fractura y la matriz es pobre.

- *Tipo 3.* Los yacimientos de Tipo 3 poseen alta porosidad y pueden producir sin fracturas, de manera que las fracturas en estos yacimientos proveen permeabilidad adicional; esto es que los yacimientos de Tipo 3 son habitualmente más continuos y poseen regímenes de producción sostenidos buenos, pero pueden exhibir relaciones complejas de permeabilidad direccional, generando dificultades durante la fase de recuperación secundaria.
- *Tipo M.* Los yacimientos de Tipo M poseen alta porosidad y permeabilidad matricial, de manera que las fracturas abiertas pueden mejorar la permeabilidad, pero las fracturas naturales a menudo complican el flujo de fluidos en estos yacimientos a través de la formación de barreras, por lo que los yacimientos de Tipo M poseen cualidades impresionantes en lo que respecta a la matriz pero a veces se encuentran en compartimientos, lo que hace que su desempeño sea inferior a las estimaciones de producibilidad iniciales y que la efectividad de la fase de recuperación secundaria sea variable dentro del mismo campo.
- *Tipo 4.* Las fracturas no proveen capacidad de almacenamiento adicional significativa (porosidad) o permeabilidad a un yacimiento ya productivo, pero en lugar de ello crean anisotropía (Barreras de flujo); por lo que en los yacimientos de Tipo 4 la permeabilidad se graficaría próxima al origen porque la contribución de las fracturas a la permeabilidad en dichos yacimientos es negativa.
- *Tipo G.* Los de Tipo G, ha sido creada para los yacimientos de gas fracturados no convencionales, tales como los yacimientos CBM (Coal Bed Methane por sus siglas en inglés), y para los yacimientos de gas condensado fracturados. La mayoría de los yacimientos de Tipo G corresponden o se aproximan a la clasificación de Tipo 2.

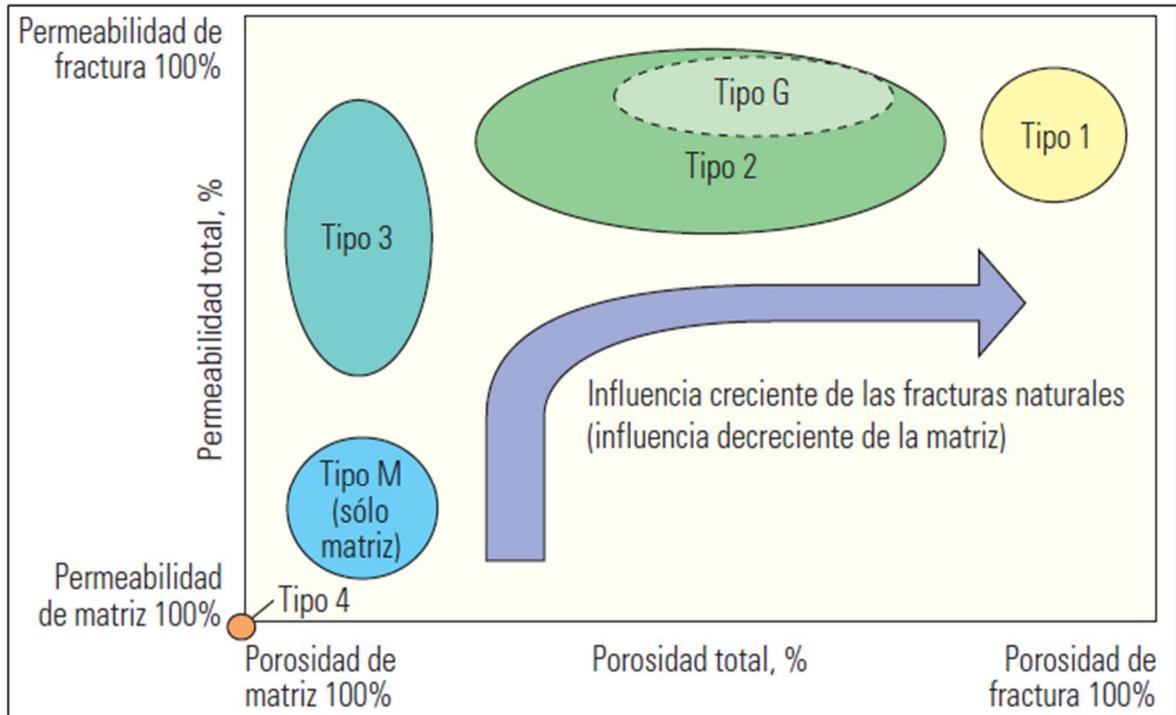


Figura 2.5. Sistema de clasificación de yacimientos naturalmente fracturados (YNF)
(Adaptado a partir de Nelson).

Para que la clasificación YNF resulte válida, se debe conocer tanto el sistema de fracturas naturales como el sistema de matriz de un yacimiento, además de la compleja interacción de flujo entre esos sistemas. Muchos son los factores que afectan el flujo de fluidos en un yacimiento YNF, incluyendo la orientación de los esfuerzos, las direcciones de las fracturas naturales, si las fracturas están rellenas de minerales o son abiertas, las propiedades y fases de los fluidos de yacimientos, y la historia de producción e inyección del campo. Si bien muchos de estos factores no pueden ser controlados, algunos problemas pueden mitigarse. Por lo tanto, las estrategias de desarrollo de campos petroleros pueden ajustarse a los sistemas de fracturas naturales para optimizar la producción y la recuperación. Cuanto antes se adquiera este conocimiento, más preparados estarán los equipos a cargo de los activos de las compañías para tomar decisiones importantes relacionadas con el manejo de campos petroleros en las primeras etapas de su desarrollo.

2.2 Recuperación del petróleo

La producción de petróleo involucra dos aspectos. El primero es la producción última posible en función de las técnicas empleadas, y el segundo es el ritmo de producción de acuerdo con el comportamiento de los pozos y de los diferentes métodos de estimulación aplicables (fracturación, acidificación, inyección de vapor).

Tradicionalmente se hace la distinción entre dos períodos durante la explotación de un yacimiento: la recuperación primaria y la recuperación secundaria. Desde el aumento del precio del petróleo al principio de los años 70, se considera además una eventual recuperación terciaria, y/o una recuperación mejorada (Figura 2.6).

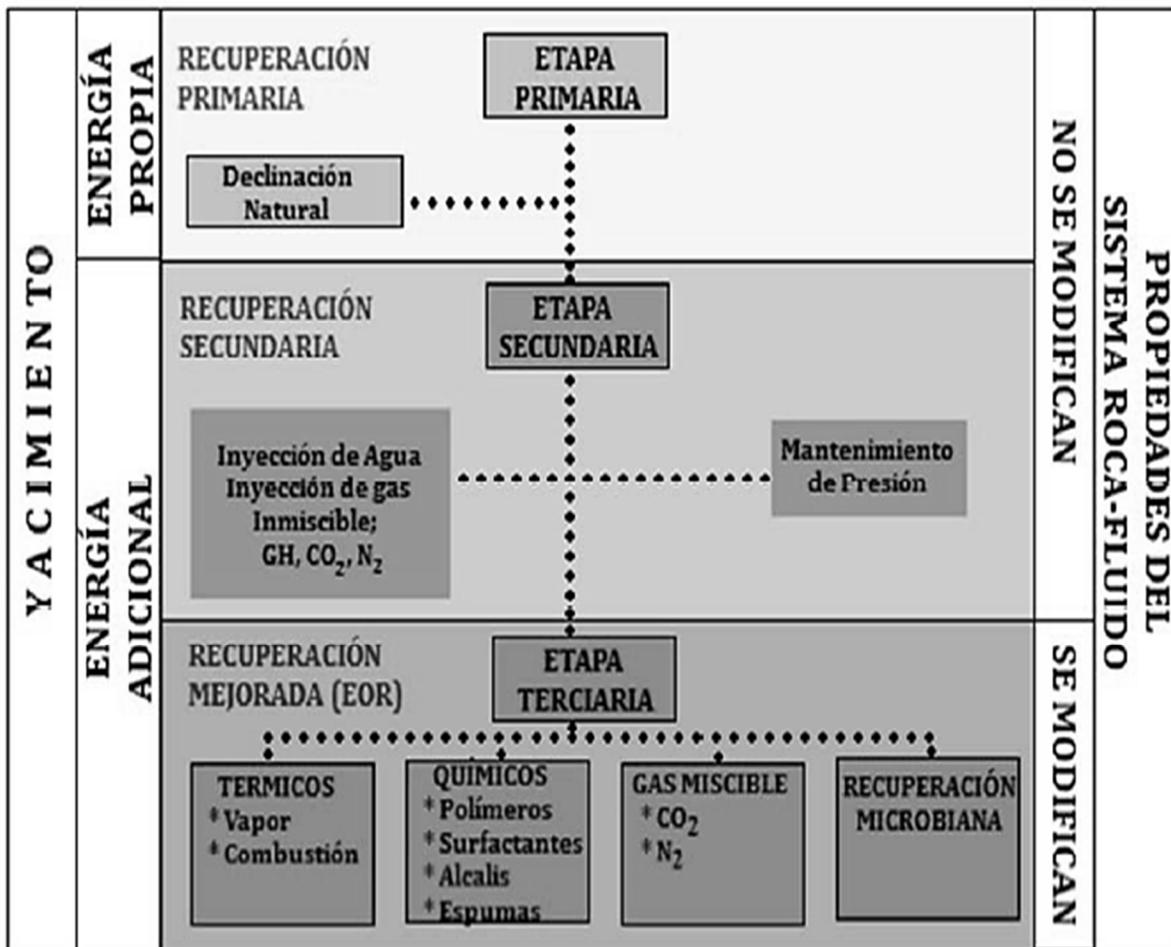


Figura 2.6. Clasificación de los métodos de recuperación de hidrocarburos (Apuntes de Recuperación Secundaria y Mejorada)

2.2.1 Tipos de recuperación del petróleo

Existen tres tipos de recuperación del petróleo en un yacimiento, los cuales son:

- a) Recuperación Primaria
- b) Recuperación Secundaria
- c) Recuperación Mejorada

Durante el período de la Recuperación Primaria del petróleo, este se drena naturalmente hacia los pozos bajo el efecto del gradiente de presión existente entre el fondo de los pozos y el seno del yacimiento.

En muchos yacimientos profundos la presión es mayor que la presión hidrostática, lo que hace que el petróleo llegue a la superficie con el solo aporte energético del yacimiento. A medida que se expanden los fluidos en el yacimiento, la presión tiende a bajar en forma más o menos rápida según los mecanismos involucrados. En ciertos casos, puede existir un mecanismo de compensación natural que reduzca notablemente la velocidad de decaimiento de la presión, como la compactación de sedimento (subsistencia), la migración de un acuífero activo o la lenta expansión de un casquete de gas.

Cuando el pozo no es eruptivo o cuando la presión se ha reducido, se necesita un aporte externo de energía para disminuir la presión en fondo de pozo. O bien se bombea el crudo desde el fondo del pozo, o bien se utiliza el método del levantamiento con gas; este consiste en inyectar gas en fondo de pozo de tal forma que el fluido producido sea una mezcla de gas y petróleo de densidad suficientemente baja para llegar a la superficie bajo el efecto de la presión del yacimiento.

El período de recuperación primaria tiene una duración variable, pero siempre se lleva a cabo, ya que permite recoger numerosas informaciones sobre el comportamiento del yacimiento, las cuales son de primera importancia para la planificación de la explotación ulterior.

La recuperación primaria se termina cuando la presión del yacimiento ha bajado demasiado, o cuando se están produciendo cantidades demasiado importantes de otros fluidos (gas, agua). El porcentaje de recuperación primaria del crudo originalmente en sitio es en promedio del orden de 10-15% pero puede ser tan bajo como 5% en yacimientos sin gas disuelto o alcanzar 20% y aún más en yacimientos que poseen una baja permeabilidad y un casquete de gas o un acuífero activo.

Antaño se explotaba el yacimiento en recuperación primaria hasta que los gastos de explotación se vuelvan prohibitivos, en cuyo momento se pasaba a los métodos de recuperación secundaria. Hoy en día se inician las operaciones de recuperación secundaria mucho antes de llegar a este punto, y escoger el método de explotación en un yacimiento o en una parte de un yacimiento obedece a criterios de optimización.

Para la Recuperación Secundaria los métodos de recuperación consisten en inyectar dentro del yacimiento un fluido menos costoso que el petróleo para mantener un gradiente de presión. Estos fluidos se inyectan por ciertos pozos

(inyectores), y desplazan o arrastran una parte del petróleo hacia los otros pozos (productores).

Hasta el principio de los años 70, el bajo precio del crudo hacía que los únicos fluidos susceptibles de inyectarse económicamente eran el agua, y en ciertos casos el gas natural.

El desplazamiento por agua permite elevar la recuperación del aceite originalmente en sitio (OOIP, por sus siglas en inglés) hasta un promedio de 25-30%, con variaciones desde 15 hasta 40% según los casos.

Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía 60-80% (promedio 72%) del crudo originalmente en sitio. Esto se debe a que la eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria está limitada por dos factores:

- A la escala de los poros, el crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos, atrapados por las fuerzas capilares.
- A la escala del yacimiento existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra, por la baja permeabilidad de estas zonas, porque siguen caminos preferenciales, o porque la geometría de implantación de los pozos no es favorable.

Con el aumento del precio del crudo en la década de los 70, se volvió económico inyectar otro fluido diferente al agua con el propósito de aumentar la recuperación final y se realizaron numerosas investigaciones en este sentido.

La mayoría de estos mecanismos tienen como objeto el control de la movilidad del crudo, puesto que se vincula con la capacidad de desplazamiento que puede poseer cualquier fluido inyectado en el yacimiento, otro factor determinante para la eficiencia de desplazamiento es el número capilar, el cual establece la relación entre fuerzas viscosas y fuerzas capilares, y por ende a mayor número capilar mayor movilidad del crudo residual presente en los poros de la roca; se pueden citar la utilización de solventes miscibles con el crudo y la obtención de baja tensión interfacial con soluciones de surfactantes o soluciones alcalinas. Para mejorar la eficiencia de barrido se puede reducir la viscosidad del crudo mediante calentamiento, aumentar la viscosidad del agua con polímeros hidrosolubles, o taponar los caminos preferenciales por ejemplo con espumas o geles in situ.

Los métodos actualmente propuestos para la recuperación mejorada involucran uno o varios de estos aspectos. En lo que se refiere a la utilización de surfactantes, se destacan los siguientes:

- Drene miscible con microemulsiones
- Drene inmisible con soluciones de surfactantes y polímeros

- Inyección de vapor con surfactante
- Espumas

Sin embargo, hoy en día no es necesario pasar por la recuperación secundaria, si se tienen las condiciones óptimas en el yacimiento se puede pasar de la recuperación primaria a la recuperación mejorada y obtener una recuperación posiblemente mayor.

2.3 La Espuma y su importancia en yacimientos petroleros

2.3.1 Surfactante en la espuma

El término “surfactante” proviene de las palabras en inglés “Surface Active Agents”, que como su nombre lo indica, un surfactante es un agente de superficie o tensoactivo en la interface de dos fases (Miller y Neogi, 1985). Los surfactantes son compuestos cuyas estructuras moleculares contienen tanto grupos hidrofílicos (que atraen el agua) como grupos hidrofóbicos (que repelen el agua).

Los surfactantes son normalmente representados esquemáticamente con una forma parecida al de un “renacuajo” con una “cola” y una “cabeza” (Figura 2.7), en donde la cabeza tiene afinidad por un medio polar (agua) mientras que la cola tiene afinidad por un medio no-polar (aceite o aire). Consecuentemente los surfactantes tienden a adsorberse en la interface entre el medio polar y el no-polar, lo que ocasiona que la tensión interfacial se reduzca.

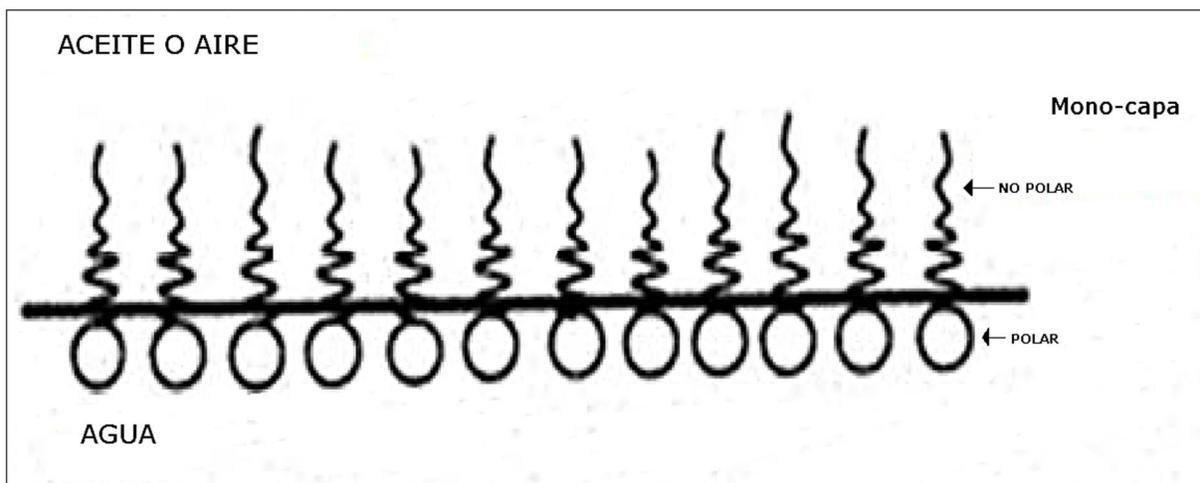


Figura 2.7 Esquemas del comportamiento del surfactante (Tanzil, 2001), se observa que algunas moléculas del surfactante son adsorbidas en la interface de aire/agua o aceite/agua y forman una mono-capa. A bajas concentraciones, el resto de las moléculas del surfactante son disueltas en la solución como monómeros de surfactantes.

Cuando se agregan a un medio acuoso, las moléculas de surfactantes forman estructuras denominadas miscelas por encima de la concentración crítica, estas estructuras permiten interactuar en la interfaz de ambos fluidos otorgándole sus principales funciones como la reducción de la tensión interfacial por absorción en la interfaz líquido-líquido y aumento de la solubilidad por medio de una concentración micelar crítica (CMC); por lo que la concentración de surfactante por encima de la CMC causa únicamente crecimiento en la concentración de miscelas, la cual para el caso del petróleo permite que éste penetre el corazón de las micelas formando un sistema de microemulsión. De acuerdo a la carga que poseen los surfactantes se clasifican en: aniónicos, catiónicos, no iónicos y anfotéricos. Para la recuperación mejorada del petróleo los surfactantes que usualmente se emplean son los aniónicos dentro de los que destacan los sulfonatos, los cuales en base a su fórmula de agente tensoactivo permite optimizar el proceso de recuperación.

Los surfactantes tienen funciones importantes en un proceso de Recuperación Mejorada, una de ellas es disminuir la tensión interfacial (TIF, por sus siglas en inglés), entre el aceite y el agua. Para concentraciones de surfactante menores a la CMC, la TIF disminuye significativamente, al incrementar la concentración del surfactante por encima de la CMC dicho valor de la TIF no cambia radicalmente, esto se observa en la Figura 2.8 donde la interacción es entre las moléculas del agua y el aire así al aumentar la concentración de surfactante en agua, la tensión superficial disminuye (línea AB) debido a que las moléculas se adsorben en la superficie del agua. Al agregar mayor cantidad de surfactante se alcanza el punto B donde las moléculas están totalmente empaquetadas en la superficie, de forma totalmente vertical, con la parte hidrofílica orientada hacia el agua y la parte lipofílica hacia el aire. Si se continúa agregando surfactante, no caben más moléculas en la superficie, y se agregan en estructuras denominadas micelas. Ocurre entonces que la tensión interfacial no disminuye más y permanece aproximadamente constante (línea horizontal BC). La concentración a la que comienza la formación de micelas (punto B) se llama Concentración Micelar Crítica (CMC); por lo que la interacción entre aceite-agua el comportamiento de las moléculas es de forma similar

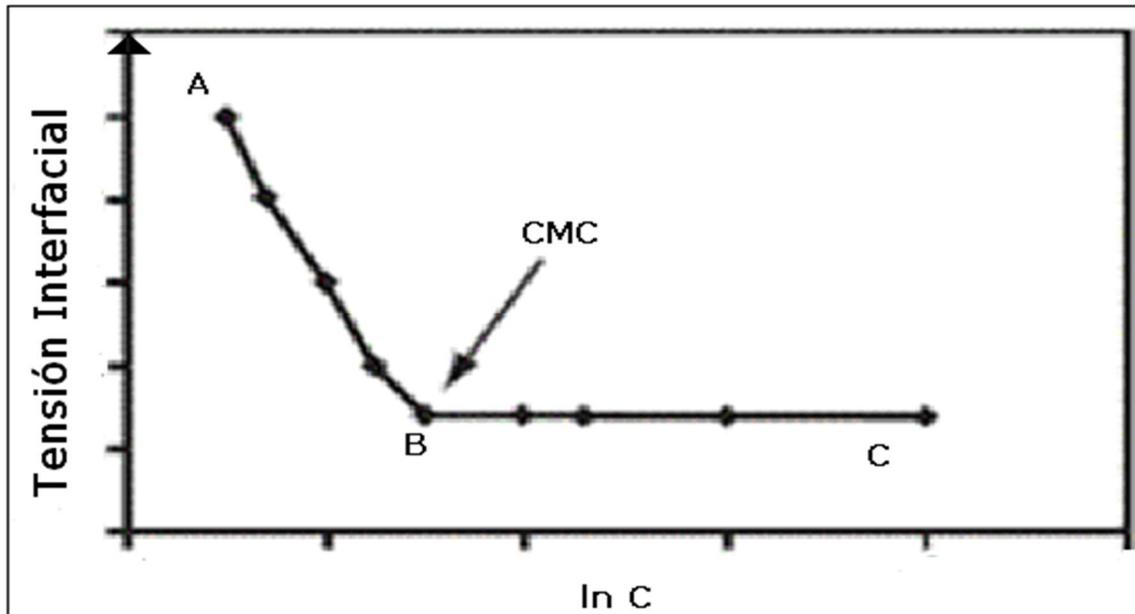


Figura 2.8 Tensión interfacial en función de la concentración de un surfactante, donde se muestra la concentración micelar crítica (CMC).

Otra de las funciones de un surfactante es estabilizar las espumas usadas para el control de movilidad. Esto ocurre porque los surfactantes pueden estabilizar las lamelas de la espuma debido a que la parte polar es adsorbida en la película del líquido y hace que la espuma sea menos vulnerable a la ruptura. Debido a lo anterior al surfactante se le conoce con el nombre de “agente espumante”.

2.3.1.1 Importancia del surfactante en la espuma

Una de las características más importantes del surfactante para estabilizar la espuma es su concentración en la solución acuosa; ya que la viscosidad de la espuma puede variar radicalmente. Cuando la concentración del surfactante incrementa, la viscosidad de la superficie de la película de líquido también lo hace, provocando así la disminución del movimiento de las lamelas de dicha espuma.

Raza (1970) midió la resistencia del flujo de espuma a bajas concentraciones de surfactante. Cuando la concentración incrementaba de 0.005% a 0.01% de la fase líquida, la resistencia al flujo incrementaba drásticamente, mientras que cuando la concentración incrementaba del 1 al 5% la resistencia de flujo disminuía. Lo anterior es ocasionado por alcanzar la CMC. El mismo comportamiento pudo observar Lee y colaboradores (1990) utilizando concentraciones de surfactante de 0.05% a 1% en núcleos de areniscas con permeabilidades de 0.4 [mD] a 300 [mD].

Resultados semejantes obtuvieron Treiner y colaboradores (1985) al variar la concentración de surfactante de 0.005% a 0.05%. Observaron que la viscosidad

aparente de la espuma incrementaba rápidamente, sin embargo cuando variaron la concentración por arriba de estos valores el efecto en la resistencia al flujo fue despreciable.

Bernard y Holm (1961) observaron el comportamiento de espuma con calidad mayor al 50%, la concentración de surfactante fue de 0.01%, 0.1% y 1%. En los tres casos se observó una reducción en la permeabilidad del gas, de 3890 [mD] a menos de 1[mD] en núcleos de arena. A mayor cantidad de gas en la espuma, la disminución de la permeabilidad a este se encontró dependiente de la concentración del surfactante.

2.3.2 Definición de espuma

- Definición de Espuma (en bulto). Bikerman (1973) define espuma como una aglomeración de burbujas de gas separadas entre sí por una pequeña película de líquido. Afirma que las espumas son sistemas coloidales. Considera tres tipos de espumas basándose en el estado de agregación de las fases.
 1. Gas disperso en líquido (espumas, emulsión de gas)
 2. Líquido disperso en gas (niebla, líquido en aerosol)
 3. Gas disperso en sólido (espumas sólida)
- Definición de Espuma (en Medio Poroso). Falls y colaboradores (1996) consideran que la espuma es una dispersión de gas en líquido, de manera tal, que este último se encuentra interconectado y el flujo de gas estará bloqueado por "lamelas" (termino que caracteriza a la película delgada de líquido que separa a burbujas de gas).

El uso de las espumas para incrementar la recuperación de hidrocarburo incluye el control de movilidad del gas, así como taponar o controlar la producción de gas en pozos productores. Es más común que la espuma se utilice para controlar la movilidad en zonas con flujo de gas.

Una aplicación es que la espuma bloquea el casquete de gas, controlando así la Relación Gas-Aceite (RGA) (Figura 2.9). Cuando se inicia la producción de aceite en un yacimiento homogéneo se puede originar o en su defecto estar presente un casquete de gas, que al transcurrir el tiempo el contacto gas-aceite descenderá hacia la zona de los disparos y el gas se conificará, de esta forma el pozo empieza a producir mayor cantidad de gas, por lo tanto, su RGA incrementa drásticamente. De igual forma en un yacimiento naturalmente fracturado puede existir capa de gas que, dadas las características y orientación de las fracturas, repercutirá en el RGA si logra canalizarse por las zonas altamente conductivas. Una de las formas para reducir el flujo de gas es colocar espuma alrededor del pozo productor.

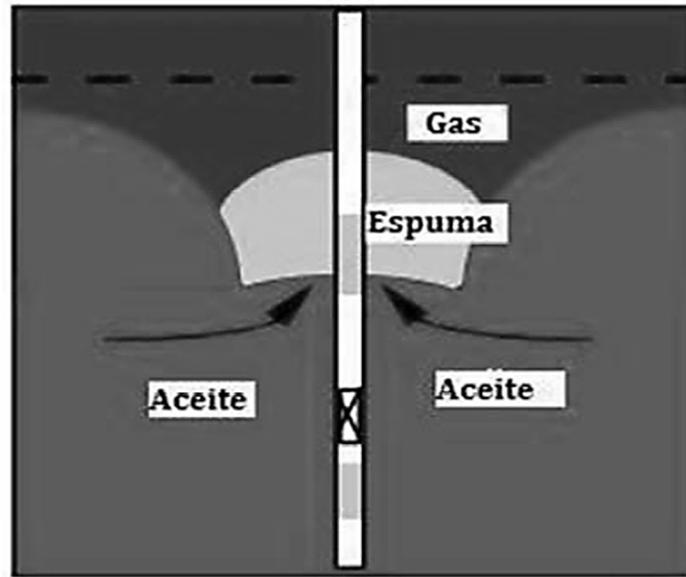


Figura 2.9 Control de la producción de gas mediante espumas (Kari, 2006).

La espuma también puede usarse para aumentar la eficiencia de barrido en un yacimiento. Debido a que el gas tiene baja densidad, este tiende a ascender a la cima del yacimiento, por lo que no tiene contacto con zonas ricas en aceite. La disminución de la movilidad del gas mediante la formación de espuma, puede mejorar la eficiencia de barrido e impedir la canalización del gas y segregación gravitacional. El modo de inyección de la espuma dependerá del problema a resolver y de la infraestructura disponible.

2.3.2.1 Espumas en bulto (“IN BULK”)

Cuando una espuma está contenida en un recipiente cuyas dimensiones son varias órdenes de magnitud que el de una burbuja se dice que la espuma está “en bulto”. Esta definición se utiliza para diferenciar cuando una espuma está en un medio poroso o en un medio libre, ya que su comportamiento y características reológicas cambian cuando está en un medio u otro.

2.3.3 Calidad de la espuma

El comportamiento físico de la espuma depende de su composición, es decir, de la fracción volumétrica de gas y líquido en la espuma, dicha característica es conocida como “calidad”, también se puede decir si la espuma es “húmeda” o “seca” de acuerdo a las fracciones o contenido de líquido en la espuma (Figura 2.10).

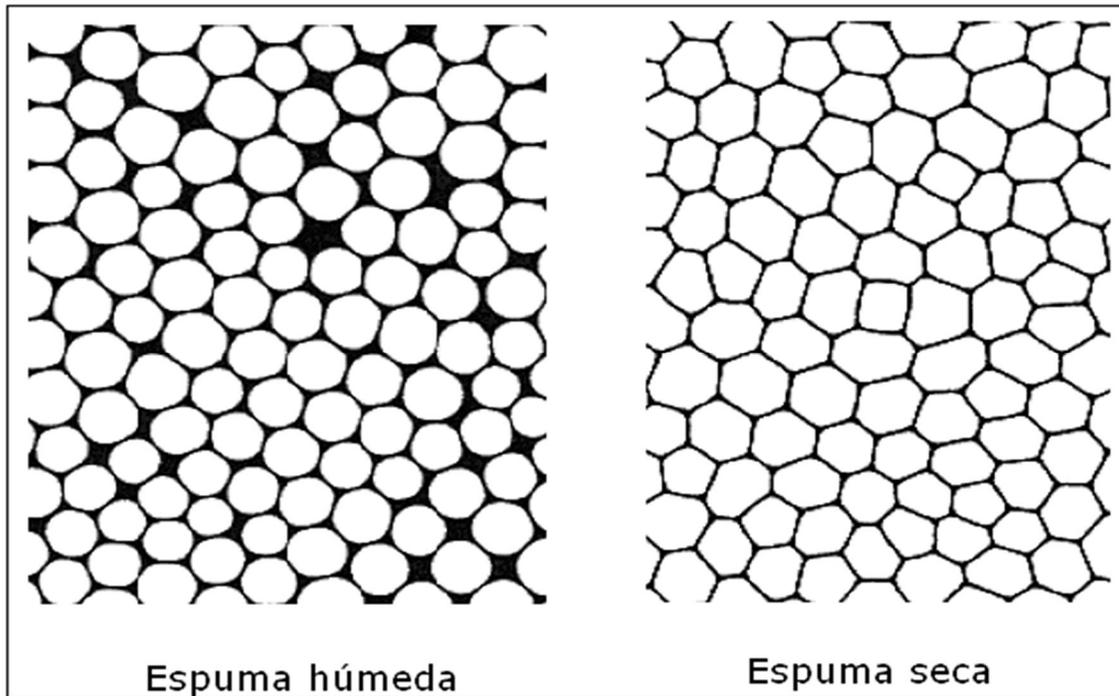


Figura 2.10 Esquemas a diferentes fracciones de líquido.

La calidad de la espuma puede ser obtenida mediante la siguiente ecuación (Ecuación 2.1):

$$X = \frac{Q_g}{Q_g + Q_l} \quad (2.1)$$

Donde:

X: Calidad de la espuma

Q_g: Gasto de gas

Q_l: Gasto de líquido

Se ha mostrado, en la práctica, que la máxima calidad a la cual una espuma puede ser formada es 0.96 o 96%.

Dependiendo de su calidad, una espuma se puede clasificar en “seca” o “húmeda”. La espuma seca tiene una calidad mayor a 0.8; esta consiste de pequeñas capas que pueden ser idealizadas como una superficie delgada, llamada comúnmente “lamela” (en inglés se refieren a lamella en forma singular y como lamellae para plural) que hace a la fase gaseosa discontinua. Se ha definido que dicha película de líquido tiene un espesor de 10-100 nm. Las burbujas están formadas por caras (lamelas) en forma de polígonos y cuando una de ellas se une con otra, se forma una línea continua en el cruce de los dos planos la cual recibe el nombre de “Borde de Plateau”, que es la región en donde se encuentra la mayor cantidad de líquido, dichos bordes también logran formarse cuando una lamela está en contacto con una superficie sólida. Estas características se muestran en la siguiente imagen de una burbuja (Figura 2.11), en donde también se visualiza un punto de intersección de cuatro bordes conocido como “vértice”.

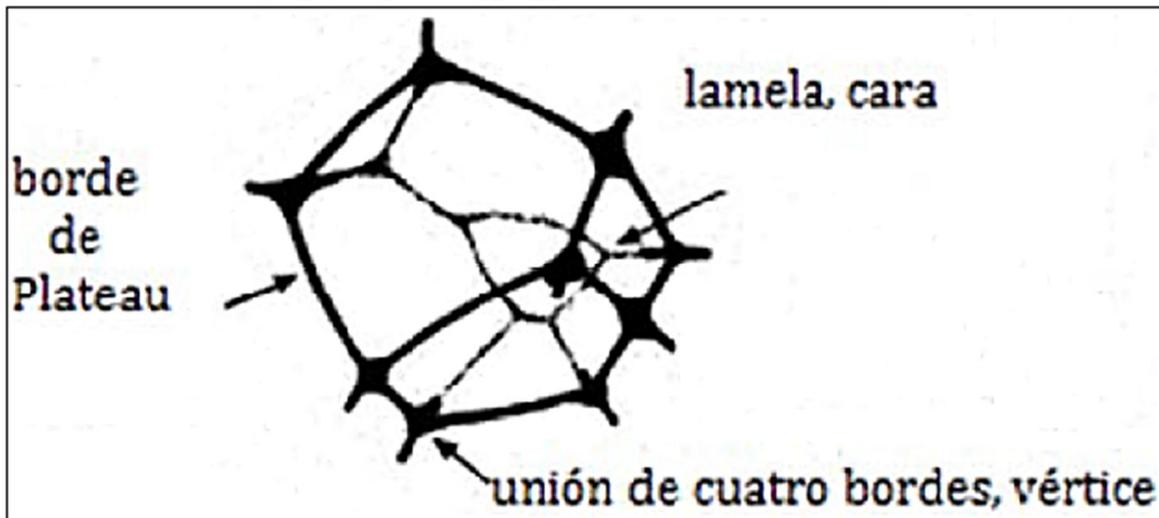


Figura 2.11 Características de una burbuja de gas en una espuma (Weaire y Hutzler, 1999).

Para espumas húmedas (calidad menor a 0.8) la geometría de la burbuja de gas suele cambiar, por ejemplo, cuando la fracción de líquido aumenta, la forma pasa de un poliedro a una esfera (Figura 2.12).

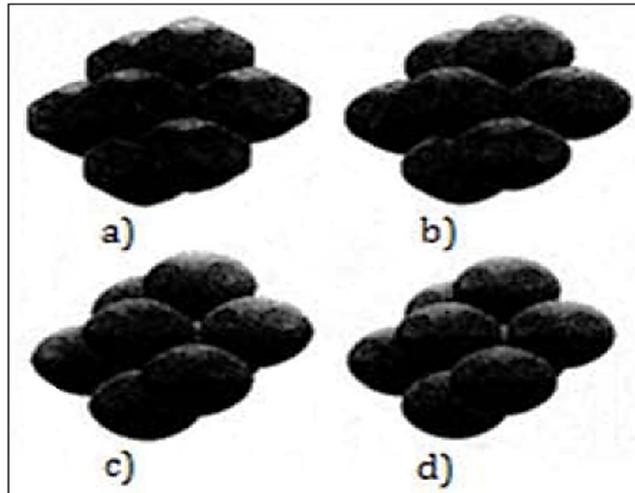


Figura 2.12 Incremento de la fracción de líquido de a) a d) donde la fracción de líquido en a) es menor que en d). (Weaire y Hutzler, 1999).

Existe una diferencia en la presión del gas en ambos lados de una lamela, que es inversamente proporcional a la curvatura principal de dicha lamela. Por ejemplo, cuando se tiene una lamela esférica con una energía minimizada se llega a que la diferencia de presión existente sea definida como (Ecuación 2.2):

$$\Delta p = \frac{4 \gamma_i}{R} \quad (2.2)$$

Donde:

γ_i : Tensión interfacial

R: Radio de la lamela esférica

2.3.4 Reología de la espuma

La Reología es una disciplina científica que se dedica al estudio de la deformación y flujo de los fluidos ya que presentan una gama de comportamientos que van desde el viscoso Newtoniano hasta el sólido elástico de Hooke,

La Ley de la viscosidad de Newton establece que en movimientos laminares existe una relación lineal entre el esfuerzo de corte τ y los gradientes de velocidad, siendo la constante de proporcionalidad una propiedad física del fluido llamada viscosidad dinámica o absoluta μ :

$$\tau = \mu \frac{\partial u}{\partial y} \quad (2.3)$$

La ecuación 2.3 también puede expresarse de otro modo analizando la deformación en el entorno de un punto. Por simplicidad, pero sin pérdida de generalidad, considérese un movimiento unidimensional donde la componente μ según el eje x de la velocidad \bar{V} sea una función solamente de la coordenada y , que dicha componente varíe linealmente con y de tal manera que $\partial u/\partial y > 0$. Un rectángulo de fluido infinitesimal de lados dx y dy antes de deformarse está definido por los vértices 0123, y luego de un instante dt pasará a ocupar el cuadrilátero 012'3' (Figura 2.13):

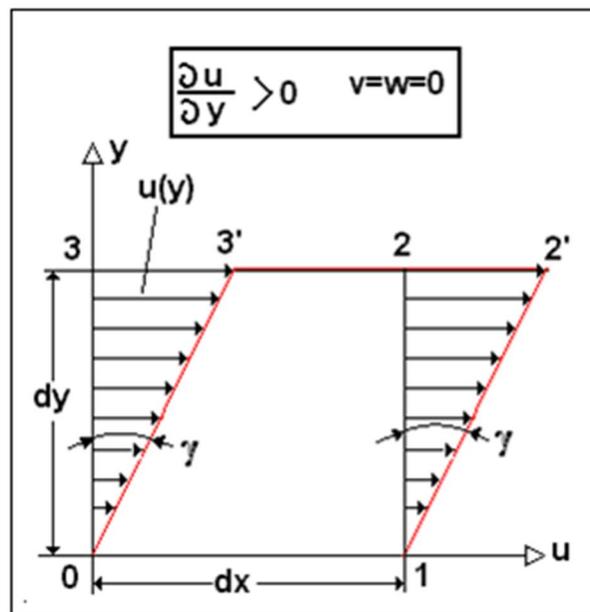


Figura 2.13 Deformación de un elemento fluido

La distorsión o deformación angular de los segmentos 03 y 12 luego de un instante dt en ese campo de movimiento será:

$$d\gamma = \frac{33'}{03} = \frac{\frac{\partial u}{\partial y} dy dt}{dy} = \frac{\partial u}{\partial y} dt \quad (2.4)$$

De la ecuación 2.4 se obtiene que el gradiente de velocidad es igual a la velocidad de corte o velocidad de distorsión angular:

$$\frac{d\gamma}{dt} = \gamma' = \frac{\partial u}{\partial y} \quad (2.5)$$

Consecuentemente, la ley de la viscosidad de Newton puede escribirse sustituyendo la ecuación 2.5 en la ecuación 2.3 por lo que el esfuerzo de corte queda como:

$$\tau = \mu \frac{\partial u}{\partial y} = \mu \frac{d\gamma}{dt} = \mu\gamma' \quad \circ \quad \tau = \mu\gamma' \quad (2.6)$$

Por consiguiente aquellos fluidos que verifican la ecuación 2.6, se denominan *Fluidos newtonianos* y muchos fluidos comunes tanto líquidos como gaseosos se comportan siguiendo esa relación.

Puesto que hay interés en la espuma y su interacción con las fracturas, es de especial importancia el estudio de un fluido a través de una rendija. Es sencillo deducir las ecuaciones que relacionan el esfuerzo de corte con la caída de presión y la velocidad de corte con el gasto utilizado.

Por lo tanto se tiene que el esfuerzo de corte τ en términos de ΔP se expresa como:

$$\tau = \frac{H\Delta P}{2L} \quad (2.7)$$

Donde:

H: es la apertura de la rendija, dada en metros (m)

ΔP : es la diferencia de presiones entre la salida y la entrada en la celda, dado en Pascales (Pa)

L: es la distancia que recorre el fluido desde la entrada hasta la salida de la celda, dada en metros (m)

Sustituyendo la ecuación 2.7 en la ecuación 2.6 se tiene que, para fluidos newtonianos, un esfuerzo de corte como:

$$\frac{H\Delta P}{2L} = \mu \gamma' \quad (2.8)$$

También la velocidad de corte se puede expresar en términos del gasto (Q) del fluido que se desplaza, entonces la velocidad de corte es:

$$\gamma' = \frac{6Q}{WH^2} \quad (2.9)$$

Donde

Q: es el gasto con que se desplaza la espuma en la celda, en m³/s

W: es el ancho de la celda, en metros (m)

H: es la apertura de la rendija, dada en metros (m), dada en metros (m)

Sustituyendo la ecuación 2.9 en la ecuación 2.8 la relación entre ΔP y el gasto (Q) para fluidos newtonianos está dada por la ecuación:

$$\frac{H\Delta P}{2L} = \mu \left(\frac{6Q}{WH^2} \right) \quad (2.10)$$

Por lo que la ecuación 2.10 es el comportamiento del esfuerzo de corte y la velocidad de corte a través de una rendija.

Sin embargo, existen algunas sustancias industrialmente importantes que no se comportan como fluido Newtoniano, ya que su viscosidad a una temperatura y presión dadas es función del gradiente de velocidad o velocidad de deformación. A los fluidos cuya relación entre tensión y velocidad de deformación no es proporcional, se los ha denominado fluidos NO newtonianos.

La Mecánica de los Fluidos se ocupa del estudio de los fluidos newtonianos exclusivamente; mientras que los fluidos no-newtonianos son parte de una ciencia más amplia denominada Reología. Como se ha mencionado la Reología es la ciencia que estudia y analiza los fenómenos de flujo y deformación y las propiedades mecánicas de los gases, líquidos, plásticos y comprende el estudio de las sustancias que fluyen pero que su comportamiento no está regido por la

ecuación 2.6. Consecuentemente se puede decir que el campo de la Reología se extiende desde la Mecánica de los Fluidos Newtonianos hasta la elasticidad de Hooke.

También existen una amplia variedad de fluidos tan comunes como los newtonianos que no siguen la simple relación dada por ley de Newton, especialmente en las industrias químicas, alimenticias y en la industria del petróleo, y de allí la importancia de su estudio para un adecuado y correcto tratamiento. Pueden mencionarse los siguientes fluidos no newtonianos:

- Pinturas y barnices.
- Soluciones de polímeros.
- Mermeladas y jaleas.
- Mayonesa y manteca.
- Dulce de leche y la miel.
- Salsas y melazas
- Soluciones de agua con arcillas y carbón
- La sangre humana.

Otro ejemplo típico de fluidos no newtonianos son los fluidos utilizados en la técnica de fractura de los pozos de petróleo que se aplica para aumentar la producción de los mismos.

Los fluidos que no siguen la relación de proporcionalidad entre tensiones tangenciales y velocidades de deformación se los clasifica en 3 grupos:

- a) *Fluidos no newtonianos independientes del tiempo* para los cuales se verifica (Ecuación 2.11):

$$\tau = f(\gamma') \quad (2.11)$$

- b) *Fluidos no-newtonianos dependientes del tiempo* en los que la relación anterior es más compleja y que puede expresarse como (Ecuación 2.12):

$$\tau = f(\gamma', t, \text{historia}) \quad (2.12)$$

- c) *Fluidos visco-elásticos*, fluidos en los que a diferencia de los viscosos donde la energía de deformación es disipada totalmente, esa energía puede recuperarse como sucede en los sólidos elásticos.

Los fluidos no-newtonianos independientes del tiempo, se caracterizan porque las tensiones tangenciales dependen únicamente de la velocidad de deformación, y se representan funcionalmente en tres formas equivalentes:

$$\tau = f\left(\frac{\partial u}{\partial y}\right) \quad \circ \quad \tau = f\left(\frac{d\gamma}{dt}\right) \quad \circ \quad \tau = f(\gamma') \quad (2.13)$$

La gran mayoría de los fluidos no-newtonianos que tienen aplicaciones en problemas de ingeniería caen dentro de esta categoría, y en ciertos casos algunos fluidos dependientes del tiempo pueden ser aproximados como fluidos independientes del tiempo.

Para visualizar y analizar los fluidos no newtonianos se representa el comportamiento de la función (2.13) en un sistema de ejes coordenados cartesianos tensión tangencial vs velocidad de deformación (τ vs γ') (Figura 2.14). Se pueden identificar 4 tipos de fluidos no-newtonianos independientes del tiempo.

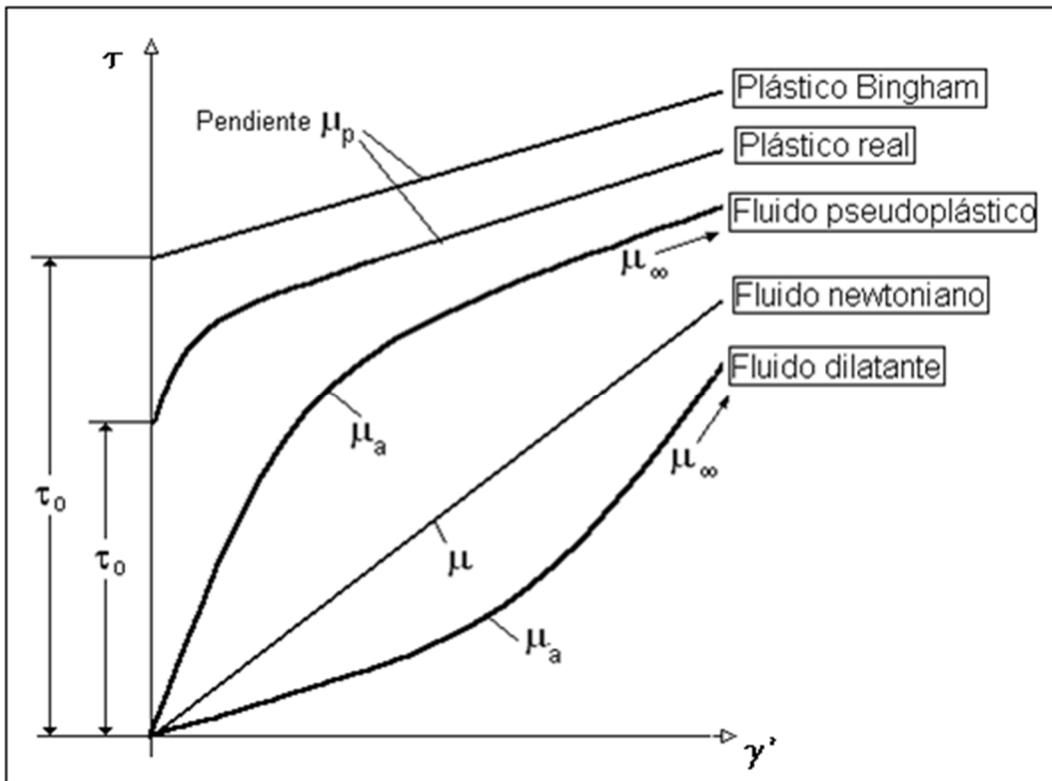


Figura 2.14 Clasificación de los fluidos según la relación $\tau = f(\gamma')$

El comportamiento de los fluidos indicados en la figura anterior suele expresarse en forma generalizada mediante las expresiones (Ecuaciones 2.14):

$$\tau = \eta \frac{\partial u}{\partial y} \quad \text{o} \quad \tau = \eta \frac{d\gamma}{dt} \quad \text{o} \quad \tau = f(\gamma') \quad (2.14)$$

Donde η puede ser indistintamente un función tanto de la tensión tangencial τ como de la velocidad de deformación γ .

Cabe señalar que en el estudio de la reología de las espumas los modelos más cercanos a su comportamiento según la teoría son los que se comporta como *Fluido Newtoniano* (descrito anteriormente), *Fluido Pseudoplástico* así como *Fluido Ideal (o Bingham)* los cuales estos dos últimos son fluidos no newtonianos independientes del tiempo, por lo que en esta tesis solo abordaremos este tipo de fluidos y su comportamiento, así posteriormente concluir el tipo de fluido más adecuado en el flujo de espuma en una fractura.

➤ *Fluidos pseudoplásticos*

Los fluidos pseudoplásticos no tienen una tensión de fluencia para que comiencen a deformarse, pero la viscosidad medida por la pendiente de la curva $\tau = f(\gamma')$ es alta para bajas velocidades de deformación y decrece con el incremento de γ' hasta alcanzar un valor asintótico μ_{∞} constante. La relación más simple que describe el comportamiento de los fluidos pseudoplásticos es la denominada ley de potencias o de Ostwald que puede escribirse como:

$$\tau = k\gamma'^n \quad \text{Siendo } n < 1 \quad (2.15)$$

Donde k y n son constantes para un fluido particular.

La constante k es una medida de la consistencia del fluido y se denomina índice de consistencia, y el exponente n es indicativo de la desviación respecto al fluido con comportamiento newtoniano y se lo suele llamar índice de comportamiento. Obsérvese que cuando $n=1$ y $k=\mu$ la Ecuación 2.15 representa a un fluido newtoniano.

Pero si n cambia entonces se tiene que:

$n > 1$, se comporta como fluido dilatante

Para los fluidos newtonianos se define la viscosidad, como:

$$\mu = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \quad (2.16)$$

Cuando el fluido pseudoplástico se modela con la ley de potencias, la viscosidad se convierte en una viscosidad aparente obteniéndose al substituir la ecuación 2.15 (para fluidos pseudoplásticos) en la ecuación 2.16:

$$\mu_a = \frac{k \dot{\gamma}'^n}{\dot{\gamma}'} = k \dot{\gamma}'^{(n-1)} \quad (2.17)$$

La ley de potencia tiene un defecto (Ecuación 2.17), y es que cuando la velocidad de deformación tiende a cero ($\dot{\gamma}' \rightarrow 0$) la viscosidad aparente tiende a infinito ($\mu_a \rightarrow \infty$), lo cual es físicamente imposible. Además la constante de consistencia k tiene dimensiones que depende de n y éste coeficiente no se mantiene constante en ciertos intervalos de flujo.

➤ *Plástico ideal o de Bingham*

Se denomina plástico ideal o de Bingham a las sustancias o fluidos que para tensiones tangenciales inferiores a un valor característico τ_0 se comportan elásticamente y superado ese valor muestran un comportamiento similar al de un fluido newtoniano. A este tipo de fluido lo caracteriza dos constantes, la tensión tangencial de fluencia que es el valor de τ_0 para que se inicie el flujo y el coeficiente de viscosidad plástica μ_p dado por la pendiente $\frac{d\tau}{d\dot{\gamma}'}$.

Por lo que la relación que siguen los plásticos de Bingham es:

$$\tau = \tau_0 + \mu_p \frac{\partial u}{\partial y} \quad \text{o} \quad \tau = \tau_0 + \mu_p \dot{\gamma}' \quad (2.18)$$

El modelo de plástico de Bingham (Ecuación 2.18) es aplicable al comportamiento de muchos fluidos de la vida real como plásticos, emulsiones, pinturas, lodos de perforación y sólidos en suspensión en líquidos o agua.

Por otra parte, al aplicar la definición de reología en las espumas, se tiene que las espumas “en bulto” se pueden tratar como un medio homogéneo y como un fluido no newtoniano (no exhiben una relación directa entre la velocidad y el esfuerzo de corte), en donde la velocidad del gas es semejante a la velocidad del líquido. Ocurren algunas complicaciones en la reología de la espuma; ya que al cambiar la presión cambia su calidad, por lo cual para hacer un modelo reológico completo de la espuma, se deben conocer las siguientes características;

- Tamaño de la burbuja.
- Distribución del tamaño de la burbuja.
- Distribución espacial del tamaño de la burbuja.

2.3.5 Espuma en un medio poroso

Referente al control de movilidad del gas, Rossen (1994) propone que las espumas son un fluido que reduce la movilidad del gas en presencia de una solución acuosa de surfactante bajo las mismas condiciones de saturación del agua. Cuando se habla de espumas en medios porosos se hace referencia a un medio no homogéneo, y que además se tendrá una característica peculiar de un medio poroso que es la garganta de poro, por las cuales pasara la espuma. Se pueden presentar dos casos:

- a) Cuando el tamaño de la burbuja sea menor que el tamaño de poro (Figura 2.15), este a su vez definirá la curvatura de la lamela.

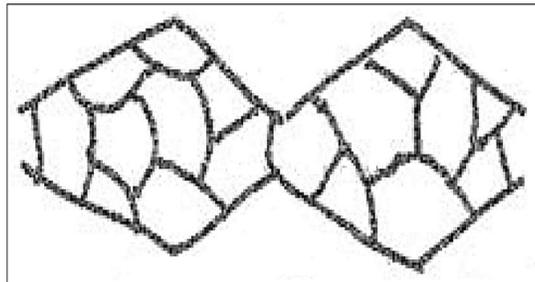


Figura 2.15. Tamaño de burbuja menor que el poro (Rossen, 1994).

- b) Cuando la burbuja sea mayor que el poro (Figura 2.16).

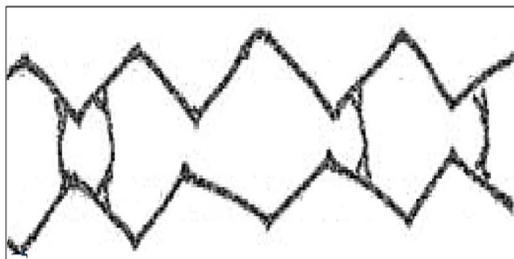


Figura 2.16. Tamaño de la burbuja mayor que el poro (Rossen, 1994).

2.3.5.1 Espuma de gas continuo

Se define como la forma en la que se encuentra la espuma de tal manera que exista al menos un camino por el cual puede haber flujo de gas en una red de poros que no estarán bloqueados por lamelas. En este caso la fase gaseosa fluye como un fluido Newtoniano a través de un medio cuya permeabilidad relativa al gas ha sido reducida por lamelas (el flujo podría comportarse como un fluido no Newtoniano si el numero o posición de lamelas cambian con ∇p (gradiente de presión)). (Figura 2.17).

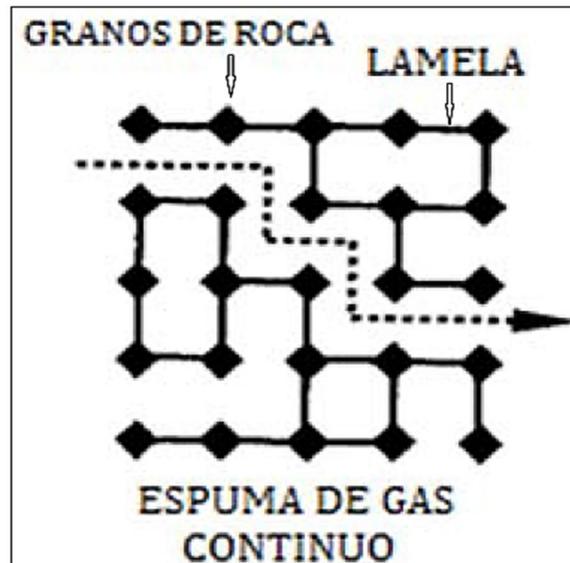


Figura 2.17. Muestra la forma en la cual un gas puede estar de manera continua en un medio poroso y en donde fluye con mayor facilidad a través de los granos y desviando lamelas (Rossen, 1994).

2.3.5.2 Espuma de gas discontinuo

Se refiere a la espuma en la cual todos los caminos para el flujo de gas están bloqueados por lamelas. A diferencia de la espuma de gas continuo, no hay flujo de todo el gas, al menos que las lamelas sean puestas en movimiento; desplazando las lamelas de su posición original en un área mínima de superficie, en la garganta de poro, excediendo la mínima ∇p que se requiere para que se mueva la espuma. (Figura 2.18)



Figura 2.18. Muestra la forma en que las lamelas forman una red a través de los poros para no permitir una fase continua de gas (Rossen, 1994).

En este tipo de espumas cuando se tiene baja ∇p no hay flujo de la fase gaseosa; ya que esto ocurre a altas ∇p condición en la que el gas puede fluir a través de algunos o todos los poros, pero también pueden quedar atrapados por lamelas y el comportamiento de la fracción que fluye es no Newtoniano.

2.3.6 Importancia de la espuma en la Recuperación Mejorada de Aceite

Desde los inicios del siglo pasado (1900) los gases, tales como: bióxido de carbono, nitrógeno, vapor y el mismo gas producido en yacimientos petroleros (gas hidrocarburo), han sido utilizados ampliamente para aumentar la recuperación de aceite. Sin embargo, la heterogeneidad de los yacimientos, la baja densidad, los efectos gravitacionales y la alta movilidad del gas causan una baja eficiencia de barrido del aceite, limitando su aplicación en proyectos de Recuperación Mejorada (Enhanced Oil Recovery o EOR por sus siglas en inglés). Las espumas han sido usadas para tratar de solucionar dichos problemas, ya que disminuye la movilidad del gas, provocando una mayor eficiencia de barrido y una forma de controlar el flujo de gas en zonas con una alta permeabilidad. Las espumas han sido utilizadas en proyectos de control de la RGA (Relación Gas-Aceite), es decir, controlando la conificación del casquete de gas en pozos productores.

Los problemas que la espuma resuelve son:

- a) Problemas de segregación gravitacional al inyectar gas.
- b) Zona ladrona en la parte alta de la formación.
- c) Canalización del gas en fracturas.

La segregación gravitacional se presenta cuando se inyecta gas en un yacimiento de espesor considerable y muy permeable, donde los procesos gravitacionales dominan sobre los viscosos o capilares. Esto ocasiona un frente de barrido horizontal porque por diferencia de densidades, el gas tiende a propagarse en la zona alta de la formación mientras viaja del pozo inyector al productor. Los últimos dos problemas son ocasionados por canalización del gas debido a su alta movilidad (digitación) y a la presencia de fracturas (alta permeabilidad) o fallas en la cementación de la tubería.

En los tres casos, la desfavorable relación de movilidades entre el agente desplazante y el aceite y/o un contraste de densidades agrava el problema, así como problemas naturales como la heterogeneidad del yacimiento.

Turta y Singhal (1998) definen tres clases de espumas usadas en los proyectos de recuperación mejorada de aceite de acuerdo a los problemas a resolver:

- Espumas de control de movilidad del gas (Mobility Control Foam, MCF, por sus siglas en inglés)
- Espumas de bloqueo o desvío, BDF (del inglés Blocking-Diverting Foam)
- Espumas de control de la relación gas-aceite (RGA).

Las espumas se pueden colocar cerca del pozo productor como las espumas RGA o cerca del inyector como las espumas MCF y BDF. El modo en que las espumas son desplazadas dependerá de la naturaleza del problema y del pozo alrededor del cual la espuma es colocada.

Rossen (1994) propone solo dos clases de espumas como se describen en la Tabla 2.1, en la cual no considera a las espumas de control de la relación gas-aceite.

Tabla 2.1. Procesos en la recuperación mejorada debido a la inyección de espuma (Rossen, 1994)

<i>Procesos</i>	<i>Objetivos</i>	<i>Necesidades</i>
Taponamiento	Taponar capas barridas o invadidas por gas cerca del pozo inyector.	<ul style="list-style-type: none"> • Espumas que taponen selectivamente capas. • Espumas con baja movilidad en la formación. • Espumas estables por un periodo largo de tiempo.
Control de Movilidad	Reducir la movilidad del gas a través de las regiones barridas por este.	<ul style="list-style-type: none"> • Costos bajos de químicos. • Bajo consumo químico por la formación. • Propagación rápida de espuma. • Bloqueo selectivo con espumas.

El proceso más simple es el de bloquear una zona improductiva cerca o lejos del pozo productor o inyector con volúmenes relativamente bajos de espumas. Por otro lado, el proceso de control de movilidad del gas se ocupa con mayor frecuencia, pues va dirigido para toda la formación o gran parte de ella, por lo que se toma en cuenta su rápida propagación y los costos del químico (surfactante). Las espumas son usadas en otras operaciones en la Industria Petrolera; en la perforación y limpieza del pozo, en el fracturamiento hidráulico de formaciones poco permeables, así como en acidificación matricial.

2.4 Ejemplo de la aplicación de espumas como proceso de recuperación mejorada en el Pozo Cantarell-317

En el artículo “Control de movilidad del gas en el casquete en pozos del Campo Akal perteneciente al Complejo Cantarell” publicado en el Órgano de Divulgación Técnica e Información de la Asociación de Ingenieros Petroleros A.C. se muestra una aplicación de espuma como método de control de movilidad del gas realizado en el pozo Cantarell-317.

El Complejo Cantarell es el más grande en México, y tiene la particularidad de estar compuesto por yacimientos naturalmente fracturados. Este complejo comprende tres campos adyacentes, que son: Akal, Nohoch y Chac. Está localizado en la Sonda de Campeche, perteneciente al Golfo de México sobre la costa de la Península de Yucatán, a 75 km al noroeste de Ciudad del Carmen. Su litología comprende una brecha calcárea dolomitizada y dolomía calcárea.

Cantarell fue un yacimiento bajo saturado con un aceite de 22 °API, y de viscosidad 26 cP @C.S., porosidad total de 8% y una saturación de agua de 20 %. Las fracturas constituyen los principales conductos principales de transmisión, con una permeabilidad efectiva superior a 4 Darcys, la profundidad de la cima del yacimiento es de 1000 mv y su plano de referencia está a 2300 mv, la temperatura del yacimiento varía de 110 a 120 °C, la presión inicial fue de 270 kg/cm². La presión de saturación fue 150 kg/cm² y su presión actual a mayo de 2011 es 72 kg/cm² al plano de referencia. El gasto de producción promedio en abril 2011 fue 324 MBPD, la RGA es 874 m³/m³ y la producción acumulada es 12.5 MMMBLS (FR= 41 %). El aceite inicial en sitio es 30.4 MMMBLS

A finales del año 2005, la producción inició su etapa de declinación y la administración del yacimiento se enfrenta a problemas de gas y agua, incrementándose aceleradamente el número de pozos críticos, los cuales poseen una alta RGA y alto corte de agua.

En el caso del incremento de agua, los pozos se cierran debido a la poca capacidad de las instalaciones en superficie para manejar volúmenes significativos de agua. Para el caso del gas podemos observar que la RGA se incrementa abruptamente, para luego tener que cerrar el pozo y así no poder contribuir con una mayor producción de aceite.

El trabajo de laboratorio se enfocó a la selección del surfactante que forme una espuma adecuada para las condiciones particulares de la formación, donde se busca la mayor estabilidad y la menor adsorción en la roca del yacimiento. En lo que se refiere al tiempo de vida de la espuma, las características del yacimiento

que rigen este parámetro son la salinidad del agua de formación, la cantidad de calcio y magnesio, la presión y temperatura del yacimiento.

Las pruebas de selección de surfactante para Cantarell se realizaron por personal del IMP en tres etapas: la primera consistió en definir los surfactantes comerciales adecuados, con base en las características generales del yacimiento. La segunda, en generar espumas a condiciones de superficie con los surfactantes preseleccionados, y evaluar el tiempo de estabilidad de cada una de ellas. Como tercera etapa, se evaluó a condiciones de yacimiento el desempeño de espumas formadas con nitrógeno y gas de BN, con el producto seleccionado en la etapa previa.

La Figura 2.19 muestra los tiempos de estabilidad de la espuma generada con nitrógeno para diferentes surfactantes comerciales, con nombres de la A a la N, donde destaca el producto M, con mayor desempeño que el resto de los productos.

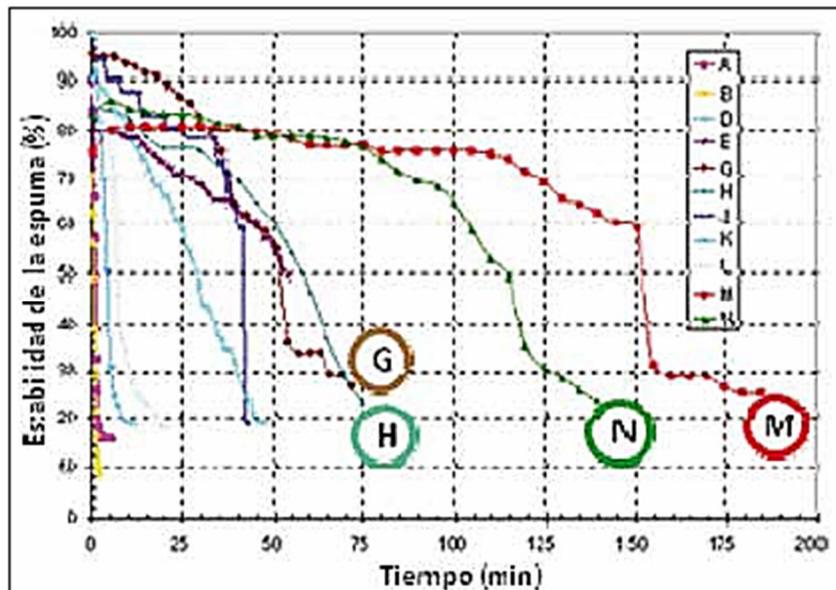


Figura 2.19. Pruebas de escrutinio para selección de surfactantes a condiciones atmosféricas.

A partir de este primer escrutinio, se determinó el producto con el que se realizarían las pruebas de estabilidad a condiciones de presión y temperatura de yacimiento, cuyos resultados se muestran en la Figura 2.20. Se nota que a condiciones de yacimiento, el efecto de una mayor presión incrementa el tiempo de estabilidad de la espuma, lo cual es favorable para el proceso. Los tiempos de estabilidad de la espuma fueron superiores a las 72 horas a condiciones de yacimiento.

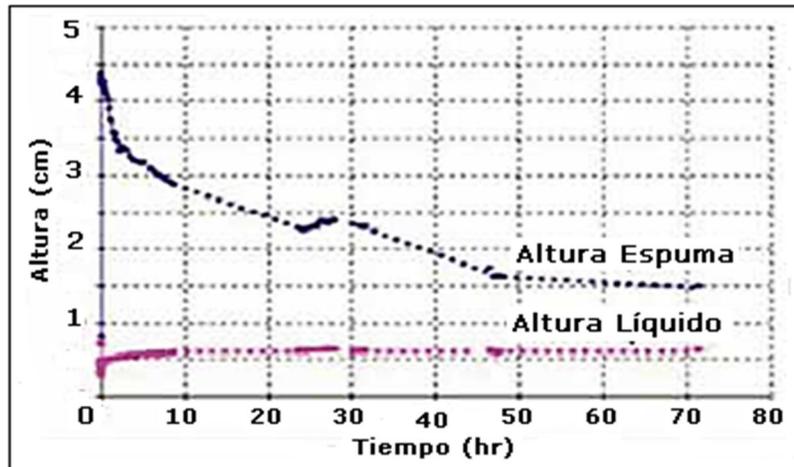


Figura 2.20. Duración de la espuma a condiciones de yacimiento.

Con base en los resultados, se seleccionó el surfactante M como el más adecuado para formar una espuma en el yacimiento, y reducir la canalización del gas producido por los pozos cercanos al contacto gas-aceite (CGA). Referente a las características de la espuma, se determinaron valores de viscosidad de 50 a 200 cP, dependiendo de la velocidad de corte, y densidades de 0.35 gr/cc para una espuma de 70% de calidad a condiciones de yacimiento una concentración de 1%w y concentración micelar crítica (CMC) de 0.05%w. La experimentación se realizó siempre a una concentración de 1%w para mantener un margen de efectividad por la presencia de aceite y su adsorción en la roca. Para la degradación de la espuma en presencia de aceite, se realizaron experimentos que mostraron una alta estabilidad, aun a altas saturaciones de aceite

2.4.1 Prueba de control de movilidad en el pozo Cantarell-317

Esta prueba tenía por objetivo reducir a nivel de pozo la movilidad del casquete de gas, y obtener información de la aplicación de inyección de espumas como métodos de recuperación mejorada de aceite (Enhanced Oil Recovery), con surfactantes en campo.

De acuerdo al Grupo Estratégico Cantarell (GEC) se estableció un procedimiento de tres etapas para poder implementar la espuma como proceso de recuperación mejorada. En la primera etapa se encuentran los trabajos relacionados con el control de movilidad del gas a nivel de pozo. En la segunda etapa se efectúan trabajos en EOR para pozos ubicados en la zona de gas, donde se inyecte espuma y se produzca aceite del casquete de gas. Finalmente, una tercera etapa que incluya una aplicación a nivel sectorial, en la cual se tendrán pozos inyectoros de espuma en la cima del yacimiento, en el casquete de gas, y pozos productores

arriba del CGA y en la ventana de aceite, así como pozos con inyección de espuma y producción de aceite de manera simultánea (terminación doble) .

En octubre de 2008, se realizó la prueba de inyección de espuma con una duración de 4 días, con la finalidad de disminuir la movilidad del gas en el pozo C-317 de la plataforma Akal-I, ubicado en el bloque C-43. Es importante mencionar que el pozo C-317 es el único pozo productor de la plataforma.

En esta prueba se logró obtener mayor beneficio en la reducción de la movilidad al gas con la inyección de la espuma. El primer parámetro de selección del pozo, fue la ubicación del contacto gas-aceite (CGA), en donde la premisa de selección era que se encontrara a una distancia mayor a 30 mv por arriba de la cima del intervalo productor.

De acuerdo con la información disponible, obtenida en registros para la detección de los contactos en pozos vecinos, se concluyó que era un pozo con canalizaciones de gas proveniente del casquete y de agua con alta salinidad,

Las condiciones del pozo antes de la prueba se muestran en la Tabla 2.2. En el diagnóstico previo al tratamiento, se consideró un pozo crítico por estar bajo la influencia del casquete de gas y una baja producción de aceite, alta producción de gas, alta concentración del % mol de N₂ en el gas, sin admisión de gas de BN y un corte de agua con alta salinidad.

Tabla 2.2. Resumen de parámetros previos al tratamiento del pozo C-317.

q_{liq} (bpd)	q_{gf} (MMPCD)	PTP (Kg/cm ²)	Estrang (plgs)	N ₂ %mol	Agua %
2117	13.5	33.5	1 ¼"	53	2.8
750	14.0	45.0	1 ¼"	53	--

q_{liq} (bpd)	Salinidad ppm	$q_{i BN}$ (MMPCD)	Fecha	Observaciones
2117	187,000	0.0	10/09/2008	Sep- de prueba
750		0.0	06/10/2008	multifásico

Es importante mencionar que el sistema de levantamiento artificial empleado para la producción de aceite es el BN. Cuando un pozo se inicia como crítico, el gas de formación sustituye al BN y no permite que se inyecte gas en el sistema de levantamiento. El Campo Akal se encuentra sometido a mantenimiento de presión mediante la inyección de N₂, que es un parámetro indicativo si el gas de producción está siendo afectado por el gas del casquete.

➤ **Diseño de la prueba**

La prueba consiste en la inyección de una espuma constituida por gas de BN, agua de mar y una solución de surfactante.

Premisas del diseño (Figura 2.21):

- Calidad de la espuma de 70 % @C.Y.
- Espuma con gas de BN.
- Solución de surfactante al 36%w de actividad (40 ton).
- Coeficiente de partición matriz-fractura en JSK: 85-15
- Duración de la prueba: 4 días
- Radio de alcance de la espuma: 114m
- Espesor del volumen a contactar: 68m
- Volumen a contactar: 2.8 MMm³ @C.Y.
- Porosidad promedio de la formación: 6%
- Espesor del intervalo perforado: 18m
- Distancia de la cima del intervalo al casquete de gas (CGA): 50m

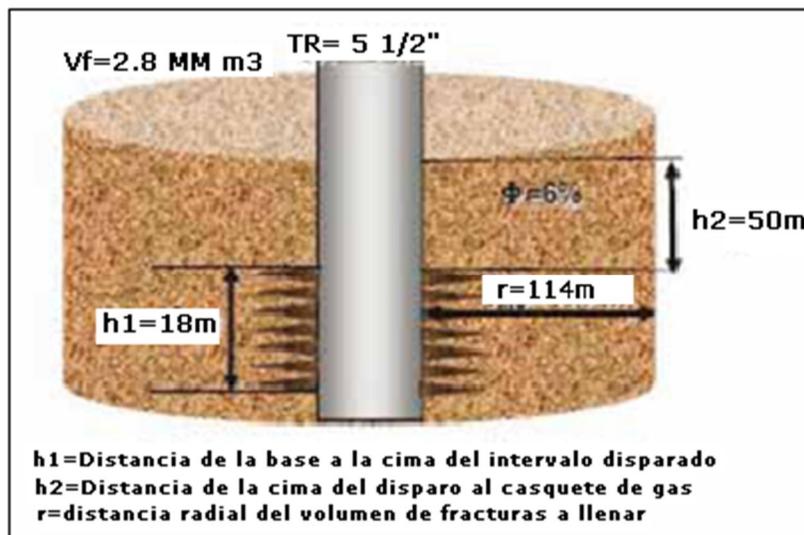


Figura 2.21. Diseño de la inyección de espuma, pozo C-317.

En la Tabla 2.3 se muestra la cédula de bombeo del diseño para la inyección de espuma. Con la finalidad de obtener el factor de inyectividad de la espuma, alrededor del pozo en la formación JSK, se planteó inyectar a tres gastos diferentes.

Tabla 2.3 Gastos de inyección durante el tratamiento del pozo C-317.

Gas BN	Agua de mar	Surfactante	Tiempo	Tiempo
MMPCD	BPM	lts/min	días	Hrs
10.0	6.7	5.2	1.7	40.3
8.0	5.4	4.2	2.1	50.4
6.0	4.0	3.1	2.8	67.2

En la Figura 2.22 se muestra, de acuerdo a los volúmenes de inyección, y a las propiedades del yacimiento, el radio de invasión de la espuma en el pozo.

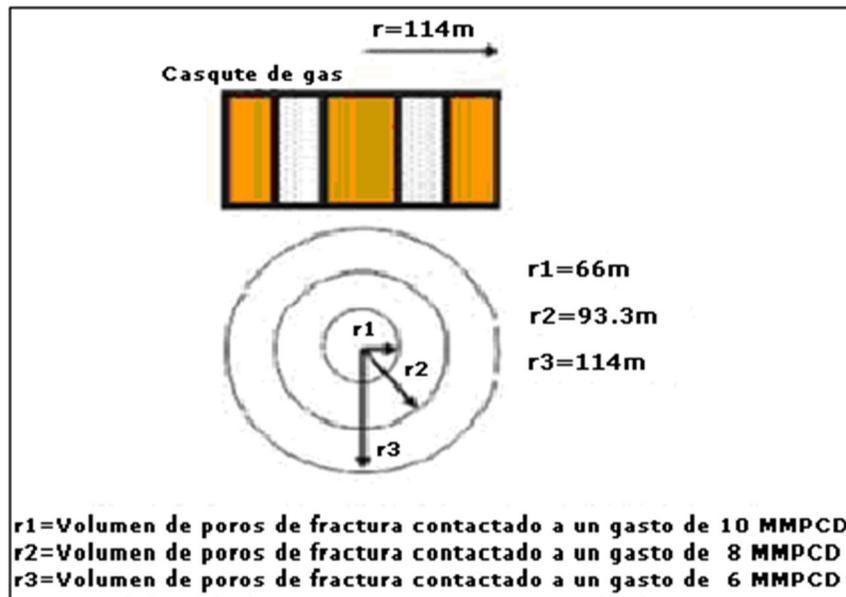


Figura 2.22. Radio de invasión.

➤ **Infraestructura de la prueba**

El pozo C-317 está ubicado en una plataforma satélite, que no cuenta con equipo de perforación, por esta razón se requirió el apoyo de un barco grúa para la transferencia y arreglo de materiales, suministro de energía y hospedaje de personas durante la ejecución de la prueba (Figura 2.23).

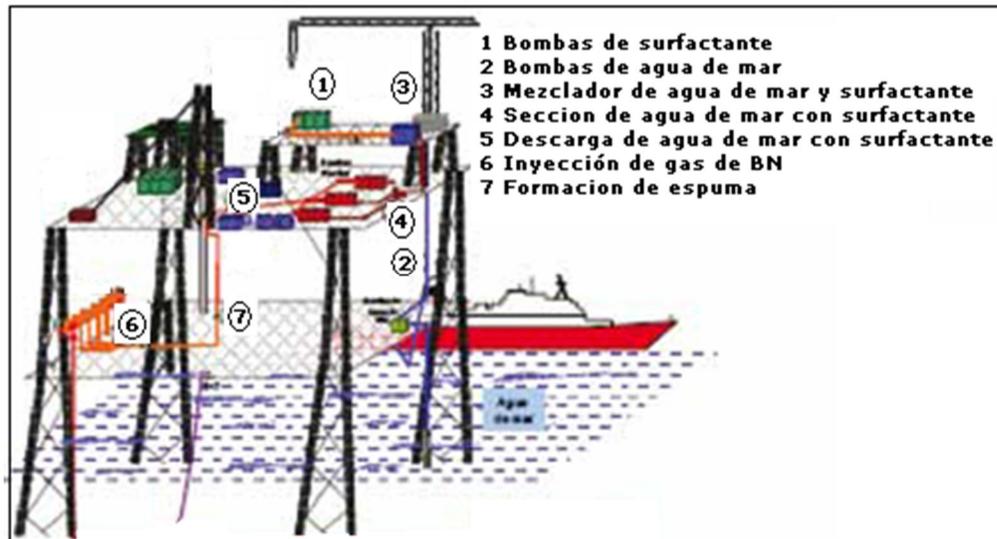


Figura 2.23. Infraestructura de la plataforma, pozo C-317.

Para el sistema de inyección de espuma consistió en:

La utilización de dos disparos de BN de los pozos C-19D y C-317.

- Una bomba de pulmón para dosificación del surfactante.
- Presa para mezclar solución de surfactante con agua.
- Bomba de captación de agua de mar.
- Bomba de inyección de alta presión de la mezcla, (agua de mar y surfactante).
- Registradores de flujo y presión.
- Válvulas de flujo positivo.
- Generador de espuma.
- Válvula de muestreo.

La espuma se generó mediante el choque de las corrientes de líquido y gas en la conexión "T" que sirvió como generador de espuma. El control de la calidad de la espuma se verificó mediante dos procedimientos, uno consistió en tomar muestras en superficie y el otro en la densidad que registraba la herramienta PLT (Production Logging Tools), en el fondo del pozo.

2.4.1.1 Desarrollo de la prueba

La ejecución de la prueba consistió de las etapas siguientes:

- Medición multifásica.
- Corrida de registro estático y PLT.
- Inyección de N_2 para desplazar fluidos dentro del pozo hacia la formación.
- Inyección de espuma formada con gas de BN.
- Tiempo de reposo: 2 días.
- Inducción del pozo.

Durante la corrida de la herramienta de PLT, se midió al inicio el registro estático por estaciones y se obtuvo una PTP de 84.5 kg/cm², lo que indicó que el pozo se encontraba comunicado con la zona de gas en el casquete (Figura 2.24).

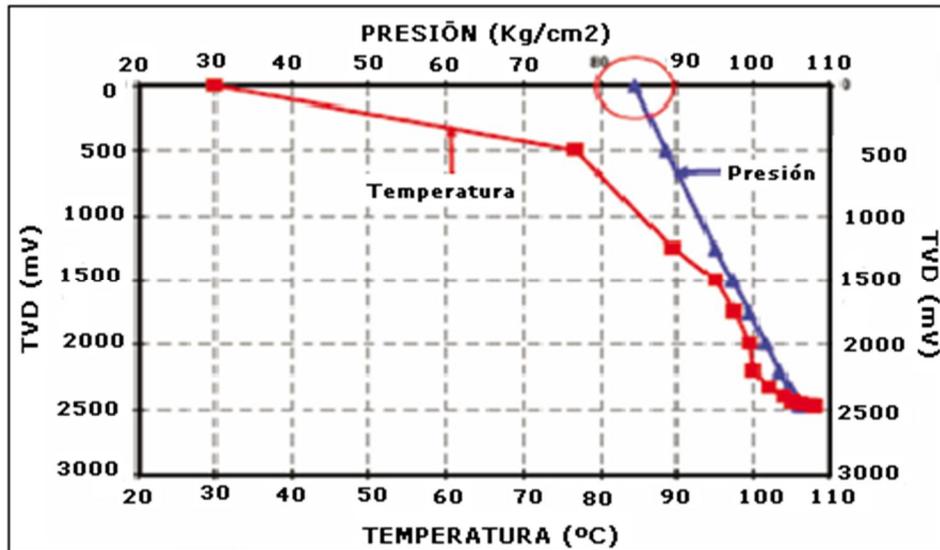


Figura 2.24. Gradiante estático por estaciones.

Después de permanecer el pozo cerrado por 12 hrs, de acuerdo a la intersección de las pendientes correspondientes a los gradientes de fluidos (Figura 2.25), se determinó el nivel de fluido dentro del pozo a una profundidad correspondiente al nivel medio de los disparos (2460mVbmr). Con esta información, se pone de manifiesto que el CGA en el yacimiento se encuentra a una profundidad de 2460mV, la cual, está dentro del intervalo productor del pozo (2456-2470mVbmr).

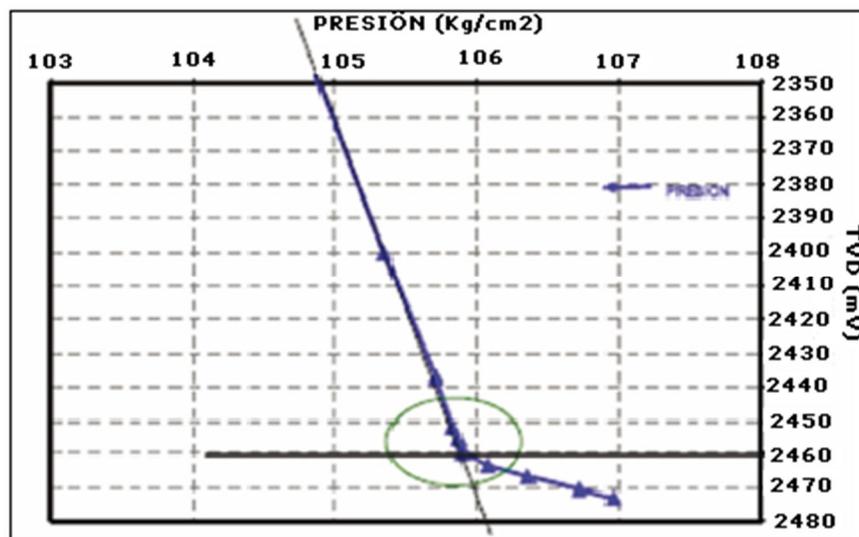


Figura 2.25. Determinación del CGA.

Como se mencionó previamente, el CGA (casquete de gas) se encontró dentro del intervalo productor del pozo, lo que representó un reto mayor para la efectividad del tratamiento, ya que el objetivo de la prueba era control de movilidad al gas teniendo canalización o conificación y no aislar el intervalo del pozo abierto al casquete de gas.

Después del registro estático por estaciones, se ubicó la herramienta PLT a la profundidad de 2430 mv. Durante 1 hr previa a la inyección de espuma, se observaron las mediciones para confirmar la estabilidad de la presión.

En el punto 3 (Figura 2.26), se muestra que al inyectar N_2 no se tiene un cambio significativo en la presión de fondo, lo cual nos indica una admisión elevada de gas en el pozo.

En el punto 4, cuando se inició la inyección de espuma, se observó un incremento importante y progresivo en la presión de fondo, indicando un mayor requerimiento de presión en superficie. Debido a la disponibilidad reducida de gas se decidió disminuir la calidad de la espuma, para lograr contrarrestar la presión de admisión de la formación. Al formar la espuma con gas de BN, existe una limitación por la presión de la red de BN (la cual oscila de 70 a 75 kg/cm^2), lo que obligó a inyectar un volumen mayor de líquido y así generar una presión hidráulica mayor para vencer la contrapresión de la formación; por lo tanto, al incrementar la presión de fondo, se elevó la densidad de la espuma de 0.4 gr/cc a 0.8 gr/cc, valor que está fuera del diseño.

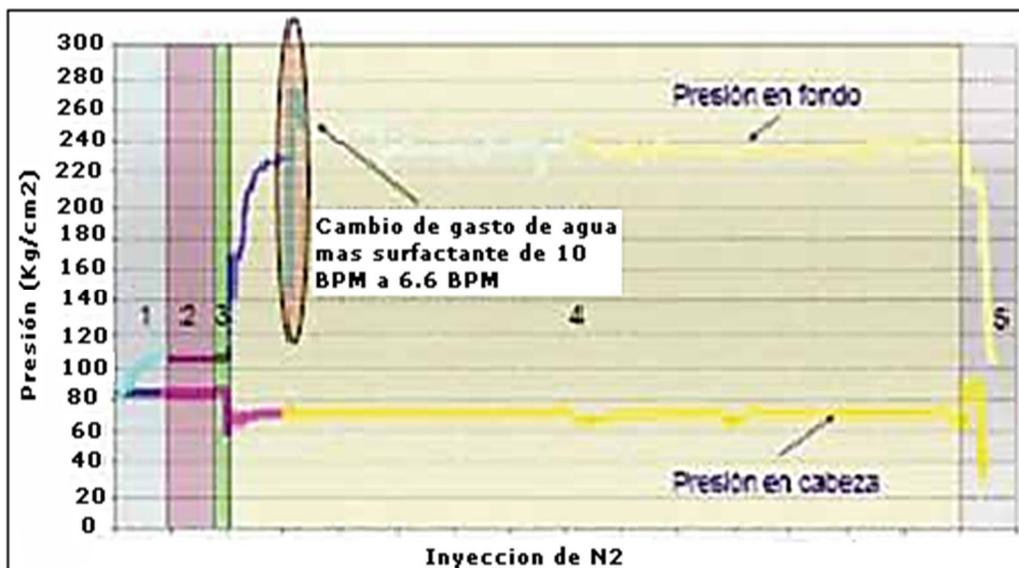


Figura 2.26. Comportamiento de la presión de fondo, durante la inyección de espuma, pozo C-317.

Es importante mencionar que durante el inicio del tratamiento se generaron inconvenientes en las válvulas de suministro del gas de BN, y que por el represionamiento, se redujo significativamente el flujo de gas por un periodo de

tiempo. Por esta razón se continuó inyectando agua de mar con surfactante para disminuir la presión en cabeza del pozo (PTP), y poder inyectar un volumen de gas de 4 a 5.5 MMPCD. A continuación se pudo disminuir y mantener la PTP logrando inyectar gas a condiciones distintas a las diseñadas.

Se trató de reducir el tiempo de la prueba, incrementando los gastos de líquido, de 6 a 10

BPM, pero no se logró disminuir la PTP, observándose lo contrario.

Debido a lo anterior, el gasto de líquido a inyectar se fijó en 6 BPM para el resto de la prueba. Las mediciones obtenidas por medio de la herramienta PLT corroboraron que se inyectó espuma al yacimiento.

➤ Espuma de 30% de calidad

Una propiedad muy importante, es la densidad de la espuma, que es función de la presión y la temperatura, la cual permite determinar su calidad. Lo observado en la prueba del C-317, fue una espuma con una densidad de 0.8 gr/cc, lo que indica una calidad del 30% a condiciones de fondo del pozo, debido a la presión de 240 kg/cm² y temperatura de 110 °C. A condiciones de yacimiento la presión registrada fue de 105 kg/cm² lo cual, por el efecto de expansión volumétrica del gas, la calidad a condiciones de yacimiento se estimó en 60%. Se puede observar en la Figura 2.27, que la densidad promedio de la espuma en el fondo del pozo en esta prueba fue 0.8 gr/cc, y que al entrar al yacimiento la densidad de la espuma se reduciría a 0.45 gr/cc, indicando una densidad menor a la del aceite, por lo que no se segregará ni irá a la zona de agua, ubicándose por encima del CGA.

Al finalizar la inyección de espuma, se realizó una inyección de N₂ con la finalidad de desplazar toda la espuma, que había quedado en la lateral del medio árbol de producción hacia el yacimiento. Se cerró el pozo durante 48 hrs.

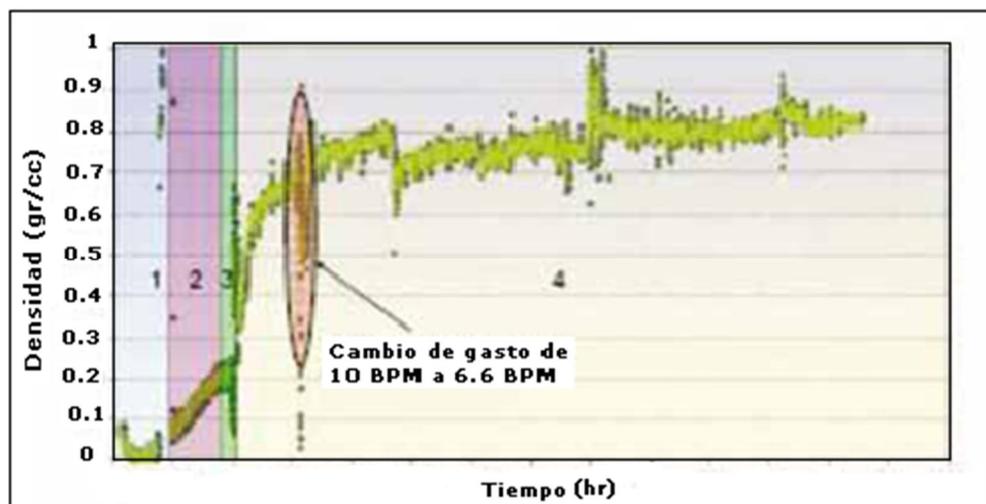


Figura 2.27. Comportamiento de la densidad, durante la inyección de espuma.

En resumen, para el tratamiento se manejaron los parámetros que se muestran en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4. Resumen de parámetros operativos durante el tratamiento, pozo C-317.

q_i BN (MMPCD)	q_{inj} agua+surf bpd	q surf (lts/min)	PTP (Kg/cm ²)	Pfondo (Kg/cm ²)
4.5	6	6	70	240

Periodo fecha	Observaciones
06 al 12 octubre de 2008	Inyección al yacimiento

2.4.2 Resultados de la prueba

Después del tiempo de cierre, se inició la apertura del pozo, observando una reducción rápida en la PTP, desalojando sólo gas hasta llegar a una presión de 5 kg/cm²; por esta razón se tuvo que utilizar el BN, para lograr el levantamiento de la columna de líquido.

Posteriormente, se abrió el pozo paulatinamente hasta llevarlo a una condición estable, modificando el estrangulador y el gasto de BN. Al comparar para el mismo diámetro de estrangulador antes y posterior a la prueba, en seguida se observó una disminución en la PTP, lo que indicó que se redujo la movilidad del gas, cumpliéndose con el objetivo principal de la prueba.

Los resultados de los aforos y mediciones multifásicas antes y después de la inyección de espuma, indican en el registro de la PTP del pozo una disminución de 4 kg/cm² (Figura 2.28), lo que implica una disminución de la producción de gas de la formación.

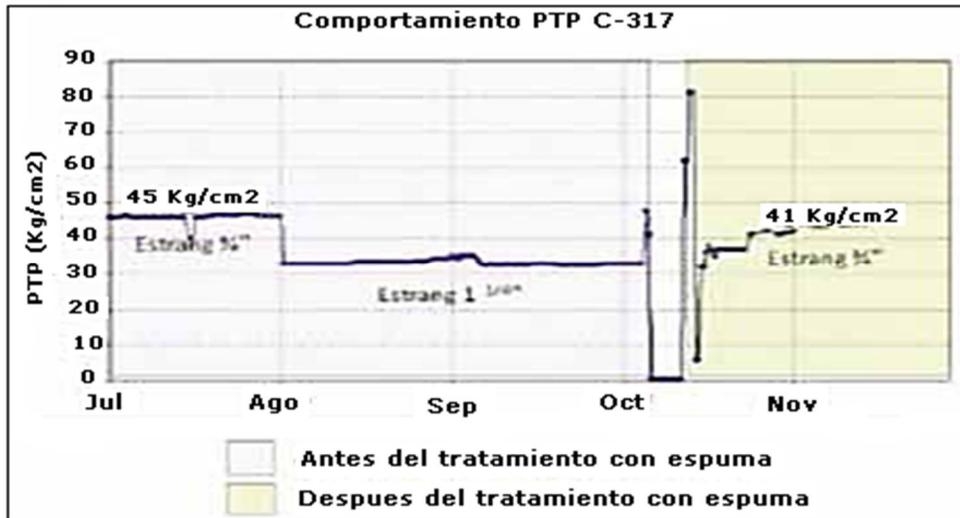


Figura 2.28. Comportamiento de la presión en cabeza antes y después de la prueba, pozo C-317.

Se realizaron dos tipos de medición, con medidor multifásico y separador de prueba, para ratificar los gastos de gas producidos, encontrando una gran similitud en los resultados obtenidos, los cuales muestran que se obtuvo una reducción de más de 6 MMPCD lo que representa un beneficio para la vida productiva del pozo.

En la producción de aceite se obtuvo un incremento de 1000 BPD con respecto a las mediciones previas a la inyección de espuma

Al comparar los volúmenes de líquido (aceite + agua) y aceite producidos, no hay una diferencia significativa, lo que indica que el corte de agua es bajo (20%)

Otro parámetro que indicó la disminución del volumen de gas del casquete, es la reducción del porcentaje molar de nitrógeno del gas producido, que decreció de 53 a 35% mol de N_2

En lo que se refiere a las características de los fluidos producidos después de la prueba, se observó una disminución en los grados API del aceite, de 20 a 15°, lo cual estuvo asociado a la formación de microemulsiones generadas debido a la interacción de agua, aceite y surfactante (Tabla 2.5).

Tabla 2.5. Resumen de los fluidos producidos después de la inyección de espuma.

Aceite %	Agua %	Sedimentos %	Densidad °API	Salinidad ppm
80	20	trazas	--	--
70	30	trazas	15	46,000
70	30	trazas	15	71,000

Fecha	Observaciones
13-14/octubre	Periodo, inducción
15-30/octubre	Periodo, medición multifásica
31/oct-02/nov	Periodo, alineación a batería

El agua producida después de la inyección de espuma presentó una salinidad de 70,000 ppm. Cabe mencionar que previo a la prueba se tenían cortes de agua con salinidades de 185,000 ppm, lo que indica que al reducir la PTP por la inyección de espuma, también logró una disminución de la canalización o conificación del agua proveniente del acuífero.

➤ Conclusiones de la Prueba

Los aforos y mediciones multifásicas antes y después de la inyección de espuma en el pozo C-317, indican en el registro de la PTP, una disminución de 4 kg/cm², lo que resultó en una reducción de la producción de gas de más de 6 MMPCD, incrementando la vida productiva del pozo.

En la producción de líquido del pozo C-317, se obtuvo un aumento de 1000 BPD, con respecto a las mediciones previas a la inyección de espuma. Otro parámetro que indicó la disminución del volumen de gas del casquete, es la reducción del porcentaje molar de nitrógeno del gas producido, que decreció de 53 a 35% mol de N₂.

El costo de la prueba del pozo C-317, se incrementó debido a la necesidad del uso de un barco grúa y por los días adicionales de espera, por malas condiciones climatológicas. Para 90 días de producción, se obtuvo un beneficio de 4, 500, 000 USD.

Estas pruebas constituyen el inicio de la inyección de espumas en México, que es el punto de partida de la ejecución de los proyectos de EOR para el Complejo Cantarell.

Capítulo 3

Sección Experimental

3.1 Modelo Experimental

Hoy en día la optimización de la explotación de los yacimientos de hidrocarburo juega un papel importante en la economía mundial. Por esta razón, al identificarse la presencia de un yacimiento o una acumulación de hidrocarburo cuya explotación es económicamente rentable, se genera un plan de explotación con el objetivo de maximizar el factor de recuperación de los yacimientos

Para optimizar el proceso de producción de hidrocarburos en los campos de petróleo, es necesario caracterizar correctamente el yacimiento, lo que involucra entender la estructura geológica del subsuelo y sus propiedades físicas.

Cuando se tiene un proceso para análisis, es importante definirlo correctamente y proceder a buscar el mejor diseño de experimentos, de manera que se le pueda sacar el mejor provecho a los datos colectados por medio del análisis.

Los modelos experimentales que simulan una fractura en un yacimiento naturalmente fracturado pueden ser físicos o simulados, esto quiere decir que existen software especializados que simulan un yacimiento, sin embargo los modelos físicos tienden a ser más acercados a lo que se está buscando, entre estos modelos existe la Celda Hele-Shaw, que en esta tesis, es el modelo experimental utilizado para simular una fractura homogénea de un yacimiento naturalmente fracturado.

3.1.1 Celda Hele-Shaw

Las celdas Hele-Shaw son modelos bidimensionales sencillos que permiten la visualización de la imbibición en todo momento y así se puede obtener información de la dinámica en la celda como el desplazamiento de algún fluido y su comportamiento; también se utilizan para simular una fractura homogénea de un yacimiento naturalmente fracturado y así poder observar el comportamiento de un fluido sobre la fractura. Típicamente las celdas Hele-Shaw se construyen con placas de un material transparente colocadas en paralelo y separadas por una distancia muy pequeña por donde los fluidos circulan.

Las placas que se utilizaron para realizar las celdas Hele-Shaw en el experimento tienen un espesor de 0.5 cm. y con dimensiones de 30 cm de largo por 10 cm de ancho (Figura 3.1).

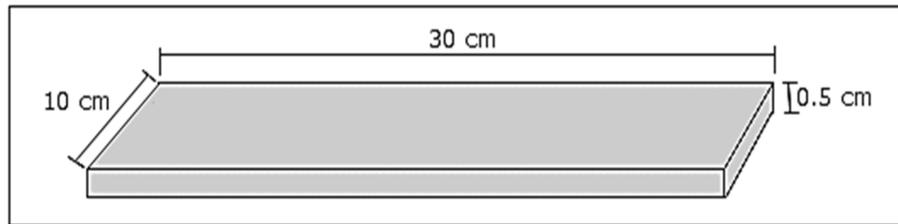


Figura 3.1. Dimensiones de las placas utilizadas.

Para este experimento se utilizaron 3 celdas Hele-Shaw con una separación entre cada placa H , esta separación es diferente en cada una de las celdas (Figura 3.2).

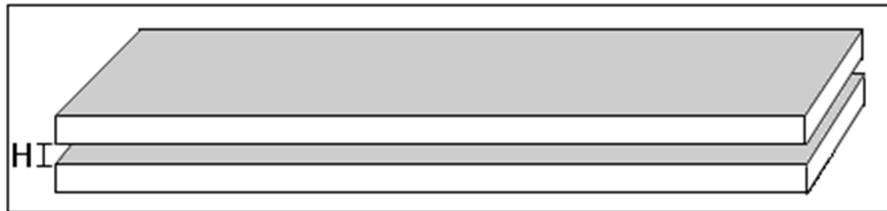


Figura 3.2 Separación entre cada una de las placas.

La separación entre placas es:

- Para la celda 1, la separación entre placas es de $H = 0.75$ [mm].
- Para la celda 2, la separación entre placas es de $H = 0.55$ [mm].
- Para la celda 3, la separación entre placas es de $H = 0.15$ [mm].

3.1.2 Equipo y Material

- Generador de gas “Bomba de gas” OPTIMA de 120 [V] a 60 [Hz] y 4.5 [W] con intensidad de gas variable y con una presión de trabajo máxima de 4 psi. En este experimento se utilizó Aire.
- Sensor de presión VALEDYNE ENGINEERING modelo P365D el cual mide una caída de presión máxima en la celda de 32.00 [psi]; los datos obtenidos

se registraron en un Software especializado del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).

- Manguera transparente con diámetro 5 mm] y cuentas de acero como medio generador de espuma, así como un cilindro el cual contiene el surfactante y que por medio de un pistón dentro del cilindro el surfactante es desplazado hacia el medio generador de espuma por una Bomba de Desplazamiento Positivo.
- Cámara digital Modelo DSC-W310 de 15 mega pixeles puesta sobre un soporte especial que la sostiene para que no haya errores de imagen.
- Sustancias: Espuma de tipo anfotérico al 0.1% peso.

El experimento se realizó a condiciones estándar en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).

3.2 Procedimiento

El diseño experimental, así como los dispositivos e instrumental utilizado se muestra en la figura 3.3.

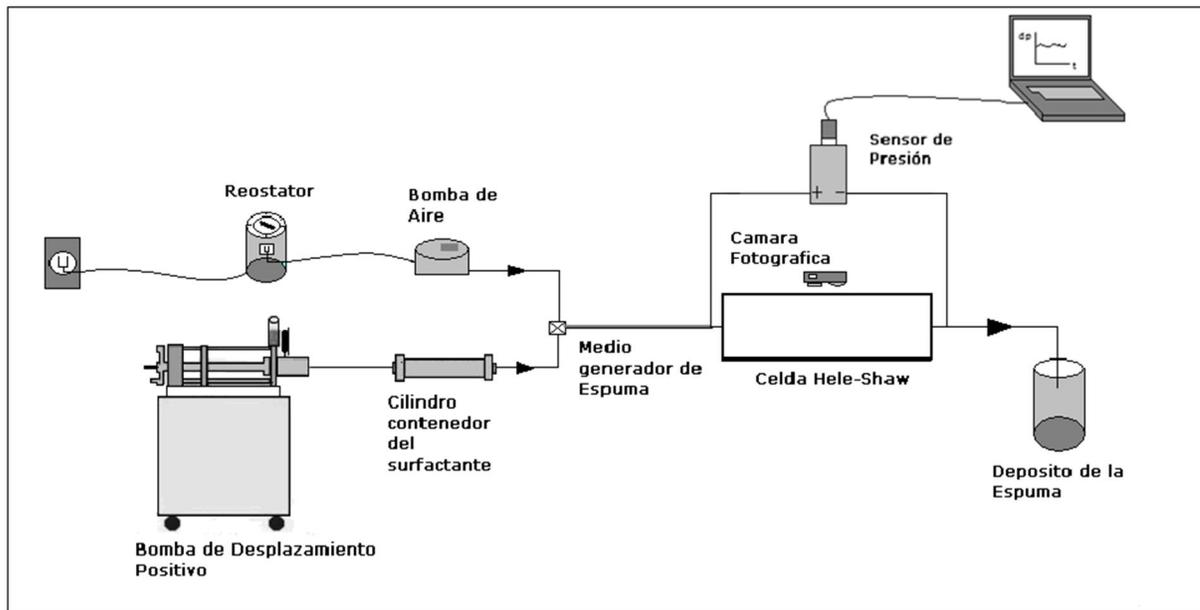


Figura 3.3. Diagrama del experimento.

Con la bomba de desplazamiento se empuja al surfactante que se encuentra en el cilindro, al desplazar el surfactante pasa por los conductos y este se mezcla con el aire generado por la bomba de aire; esta combinación pasa por un medio poroso que funciona como generador de espuma así que ésta espuma atraviesa la celda Hele- Shaw (figura 3.3) la cual a la entrada como a la salida tiene el sensor que nos mide la caída de presión generada en todo el recorrido de la espuma por la celda arrojándonos los valores de la caída de presión (ΔP) en el software especializado. Posteriormente la espuma se recolecta en un depósito; mientras la espuma se encuentra en la celda se toman las imágenes correspondientes a cada una de las calidades y aperturas planteadas así como la lectura del gasto de espuma (Q) utilizado.

Para obtener la calidad deseada, por un lado se controló con la bomba de inyección el gasto requerido de surfactante y por otra parte con el reóstato se controló el gasto de inyección del aire. Por lo tanto, conociendo el gasto de gas y el gasto de líquido con el surfactante se obtiene la calidad (X) como:

$$X = \frac{Q_g}{Q_g + Q_l} \quad (3.1)$$

Donde:

X: calidad de la espuma

Q_g : el gasto de gas

Q_l : el gasto de líquido con surfactante anfotérico al 0.1 % peso.

Para el experimento se tuvieron 3 diferentes calidades: 40%, 70% y 90%. Estas calidades se utilizaron para cada una de las diferentes aperturas mencionadas anteriormente.

3.3 *Tratamiento de imágenes*

Para obtener la imagen de la espuma la cámara fotográfica se sitúa a una distancia de 30 cm sobre la celda Hele-Shaw. La cámara debió estar sujeta a un soporte o tripie para evitar movimientos de la cámara y así tener una imagen óptima (Figura 3.4).

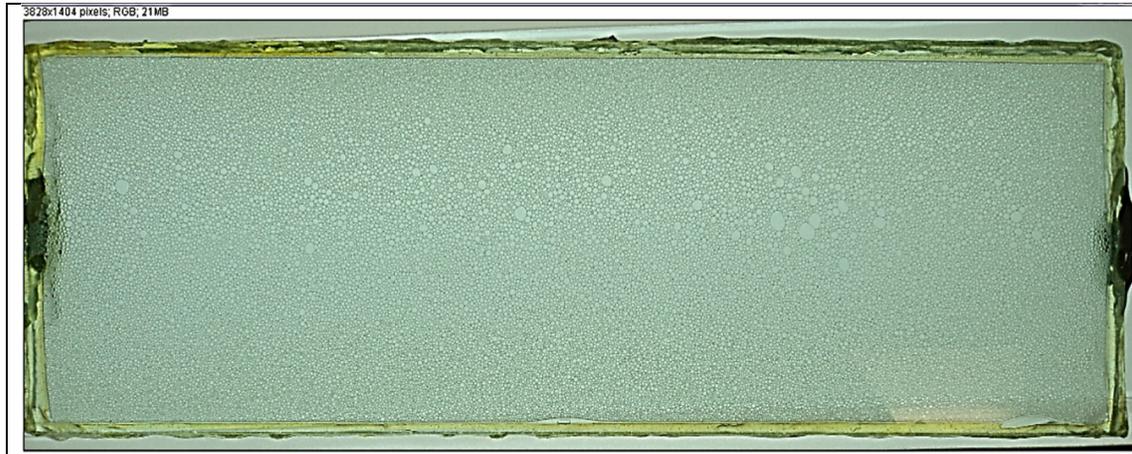


Figura 3.4. Imagen a tratar

Posteriormente la imagen tomada se somete a un tratamiento con un Software especializado (ImageJ). El objetivo principal de este tratamiento es lograr que las burbujas se aprecien mejor

Los pasos que se siguieron para tener una imagen óptima en la que se apreciaran los diferentes tamaños de las burbujas son:

1. La imagen a tratar se recorta de tal manera que se evitan bordes o figuras que no pertenezcan a la espuma (Figura 3.5).



Figura 3.5. Paso 1, imagen recortada a tratar

2. Teniendo la imagen recortada, en la barra de herramientas de ImageJ se puede inferir tres imágenes con diferentes escalas de grises (Figura 3.6).



Figura 3.6. Paso 2, diferentes escalas de grises de la imagen a tratar.

3. Teniendo tres diferentes escalas de grises de la imagen se selecciona aquella en la que las burbujas se aprecian mejor, es decir en la que las burbujas con respecto al líquido tienen un mejor contraste, cabe señalar que esta selección es netamente dependiente del usuario.
4. El software posee una herramienta capaz de encontrar y resaltar los contornos. Esta herramienta se empleó para localizar las lamelas y las burbujas y que diera aún mayor contraste a nuestra espuma (figura 3.7).

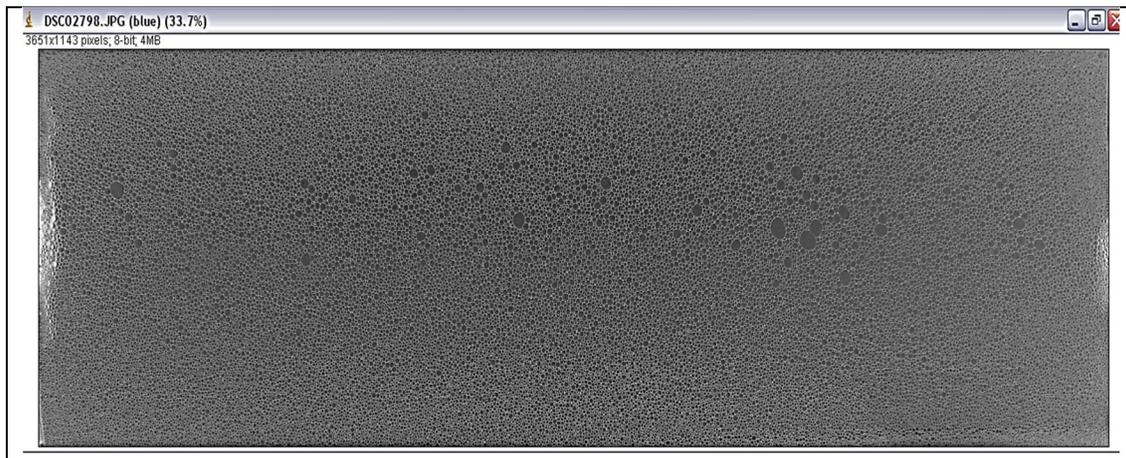


Figura 3.7. Paso 3 y 4.

5. A la imagen anterior se le aplica un filtro de tipo binario. Sólo despliega píxeles en blanco y negro (Figura 3.8).

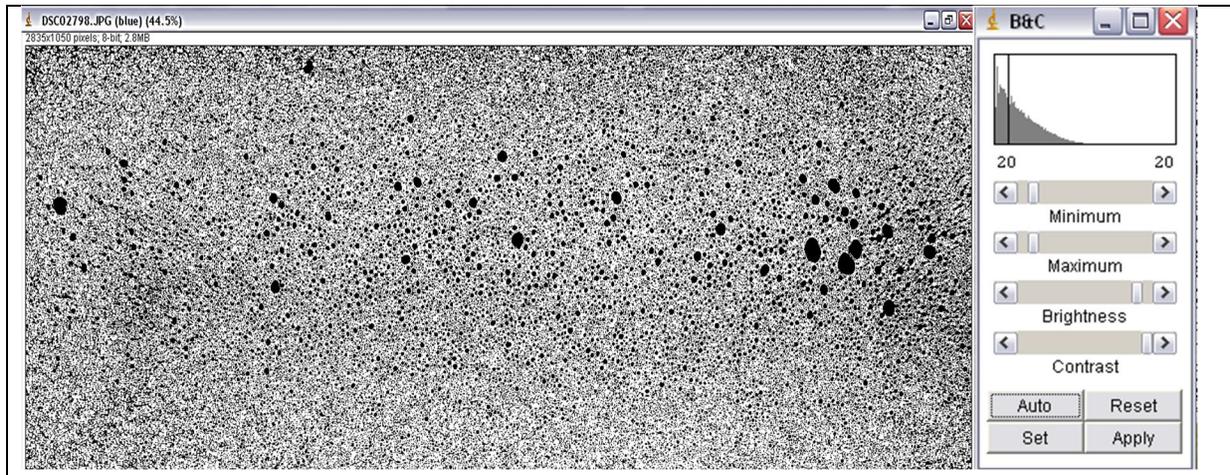


Figura 3.8. Paso 5. Despliegue de pixeles en blanco y negro.

6. Finalmente, se contabiliza el número de burbujas encontradas así como su tamaño. El tamaño de la burbuja es directamente proporcional al área medida con el software. Para obtener el volumen de dichas burbujas simplemente se multiplica por el espesor de la celda Hele Shaw tratada (Figura 3.9).

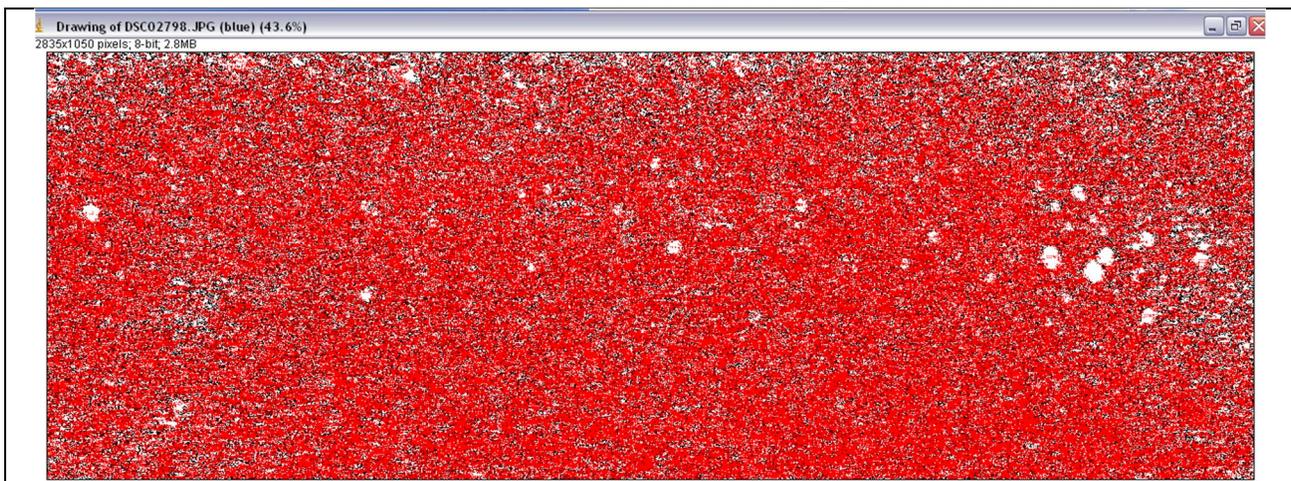


Figura 3.9. Conteo de las burbujas.

7. Se obtiene una distribución de cantidad de burbujas contra el área (Figura 3.10) y así se observa la distribución del tamaño de burbuja.

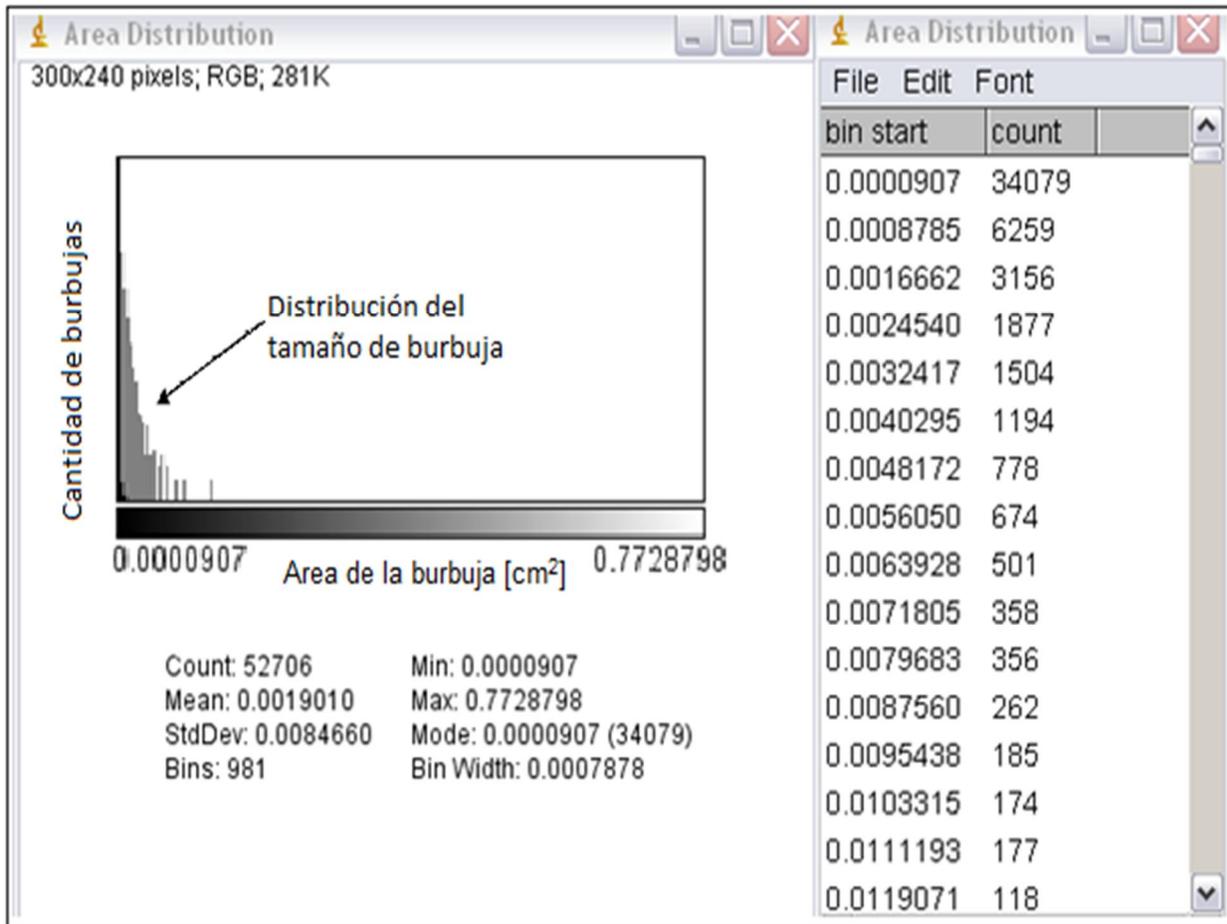


Figura 3.10. Distribucion del area de burbuja en la celda Hele-Shaw.

Capítulo 4

Resultados

4.1 Reología de la espuma

En los experimentos realizados se manejaron gastos entre $9\text{E-}9$ [m^3/s] y $1.8\text{E-}8$ [m^3/s] por consiguiente se obtuvo ΔP correspondientes a cada uno de los gastos, como se muestran en las tablas, también en estas se muestran el gasto y el delta p a una misma apertura pero a diferentes calidades, también su velocidad de corte y esfuerzo de corte, los cuales fueron calculados con las ecuaciones 2.7 para el esfuerzo de corte y 2.9 para la velocidad de corte mencionadas en el Capítulo 2 para un modelo de rendija.

Celda: Apertura 0.00015 [m]

Tabla 4.1. Calidad 90% con su velocidad de corte y esfuerzo de corte correspondiente.

Q [m^3/s]	ΔP [Pa]	Velocidad de Corte [1/s]	Esfuerzo de Corte [Pa]
8.94E-09	12030.34	23.67	3.0075
9.48E-09	13202.75	25.09	3.3006
9.83E-09	13064.82	26.02	3.2662
1.03E-08	14099.31	27.46	3.5248
1.15E-08	15685.51	30.58	3.9213

Tabla 4.2. Calidad 70% con su velocidad de corte y esfuerzo de corte correspondiente.

Q [m^3/s]	ΔP [Pa]	Velocidad de Corte [1/s]	Esfuerzo de Corte [Pa]
8.023E-09	7250.34	21.22	1.8125
8.709E-09	7664.13	23.04	1.9160
9.694E-09	8767.58	25.64	2.1918
1.034E-08	9043.44	27.36	2.2608
1.035E-08	9457.24	27.38	2.3643

Tabla 4.3. Calidad 40% con su velocidad de corte y esfuerzo de corte correspondiente.

Q [m ³ /s]	ΔP [Pa]	Velocidad de Corte [1/s]	Esfuerzo de Corte [Pa]
8.12E-09	5465.51	21.67	1.3663
9.25E-09	5982.75	24.66	1.4956
1.12E-08	6844.82	29.94	1.7112
1.39E-08	8913.79	37.25	2.2284
1.59E-08	10465.51	42.46	2.6163

Celda: Apertura 0.00055 [m]

Tabla 4.4. Calidad 90% con su velocidad de corte y esfuerzo de corte correspondiente.

Q [m ³ /s]	ΔP [Pa]	Velocidad de Corte [1/s]	Esfuerzo de Corte [Pa]
2.64E-07	6158.62	52.09	5.6454
2.87E-07	6917.24	56.55	6.3408
3.19E-07	7586.20	62.95	6.9540
3.41E-07	8020.68	67.17	7.3522

Tabla 4.5. Calidad 70% con su velocidad de corte y esfuerzo de corte correspondiente.

Q [m ³ /s]	ΔP [Pa]	Velocidad de Corte [1/s]	Esfuerzo de Corte [Pa]
1.73E-07	2158.62	34.18	1.9787
1.92E-07	2393.10	37.94	2.1936
2.16E-07	2613.79	42.57	2.3959
2.33E-07	2820.68	45.95	2.5856
2.70E-07	3351.72	53.14	3.0724

Tabla 4.6. Calidad 40% con su velocidad de corte y esfuerzo de corte correspondiente.

Q [m3/s]	ΔP [Pa]	Velocidad de Corte [1/s]	Esfuerzo de Corte [Pa]
1.53E-07	1137.93	30.35	1.0431
1.58E-07	1186.20	31.38	1.0873
1.85E-07	1393.10	36.85	1.2770
2.05E-07	1524.13	40.66	1.3971

Celda: Apertura 0.00075 [m]

Tabla 4.7. Calidad 90% con su velocidad de corte y esfuerzo de corte correspondiente.

Q [m3/s]	ΔP [Pa]	Velocidad de Corte [1/s]	Esfuerzo de Corte [Pa]
2.40E-07	1372.41	25.40	1.7155
2.59E-07	1779.31	27.46	2.2241
2.62E-07	1579.31	27.82	1.9741
2.97E-07	1779.31	31.47	2.2241
3.06E-07	1855.17	32.39	2.3189
3.10E-07	1917.24	32.84	2.3965
3.20E-07	2062.06	33.91	2.5775

Tabla 4.8. Calidad 70% con su velocidad de corte y esfuerzo de corte correspondiente.

Q [m3/s]	ΔP [Pa]	Velocidad de Corte [1/s]	Esfuerzo de Corte [Pa]
1.05E-07	337.93	11.12	0.4224
1.52E-07	496.55	16.16	0.6206
1.96E-07	641.37	20.84	0.8017
2.15E-07	703.44	22.81	0.8793

Tabla 4.9. Calidad 40% con su velocidad de corte y esfuerzo de corte correspondiente.

Q [m ³ /s]	ΔP [Pa]	Velocidad de Corte [1/s]	Esfuerzo de Corte [Pa]
2.08E-07	262.06	22.24	0.3275
2.80E-07	289.65	29.92	0.3620
3.28E-07	427.58	35.04	0.5344
3.91E-07	496.55	41.78	0.6206

Por lo tanto, de las tablas anteriores y conociendo nuestro modelo de fractura, la caída de presión ΔP y el gasto Q de la espuma; se observa que el gasto es proporcional a la caída de presión $Q \propto \Delta P$ por lo que la espuma se comporta como un *Fluido Newtoniano* en el intervalo de gasto mencionado anteriormente; por lo tanto la velocidad de corte γ' es proporcional al esfuerzo de corte τ obteniendo que para una misma apertura a calidades diferentes se obtiene diferentes viscosidades de espuma, siendo la de mayor viscosidad la de calidad 90% esto se muestra en las graficas siguientes (Figura 4.1, Figura 4.2 y Figura 4.3).

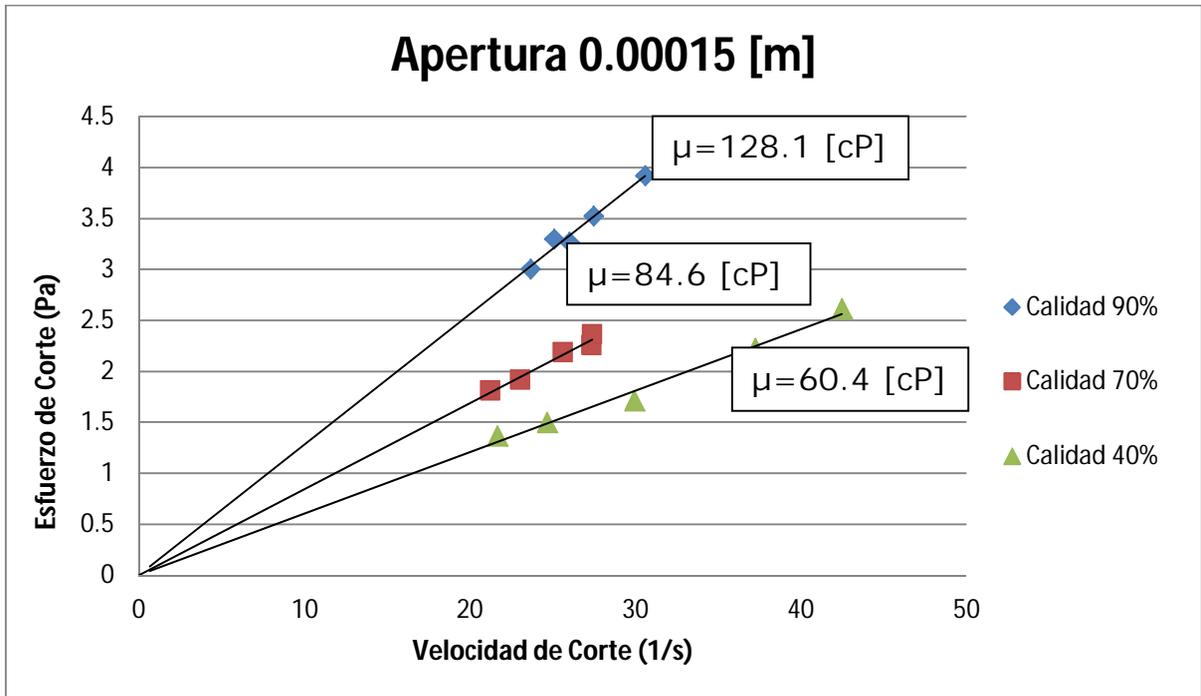


Figura 4.1. Gráfica de velocidad de corte contra esfuerzo de corte a una apertura de 0.00015 [m], donde a mayor calidad mayor viscosidad.

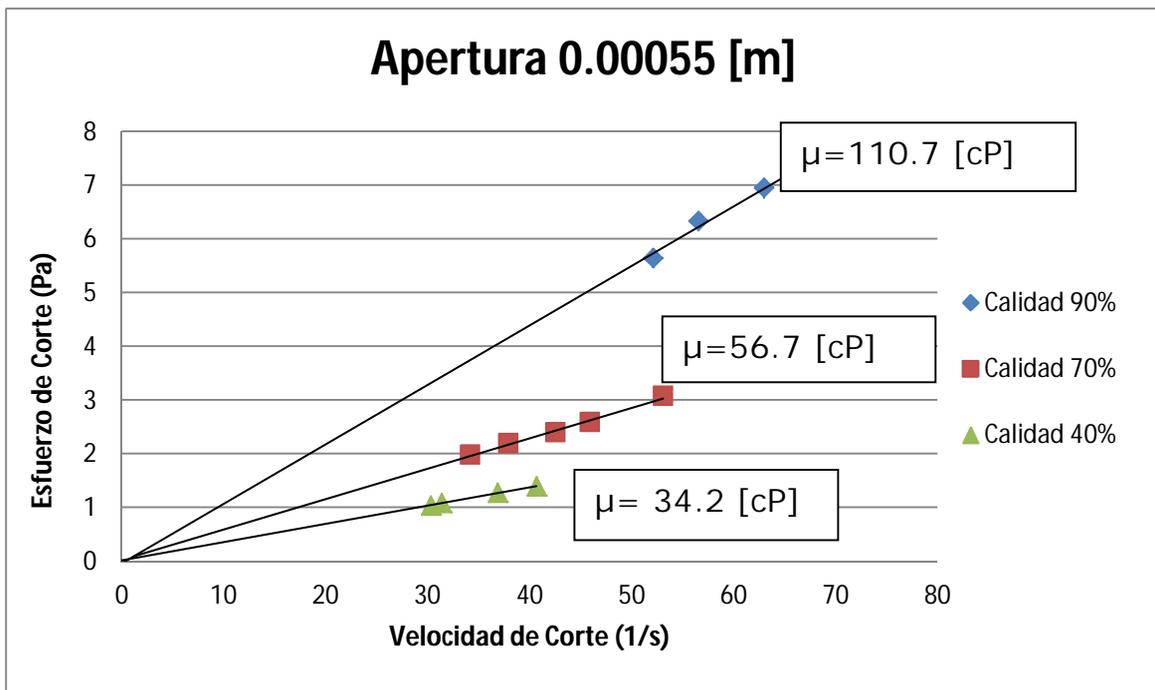


Figura 4.2. Gráfica de velocidad de corte contra esfuerzo de corte a una apertura de 0.00055 [m], donde a mayor calidad mayor viscosidad.

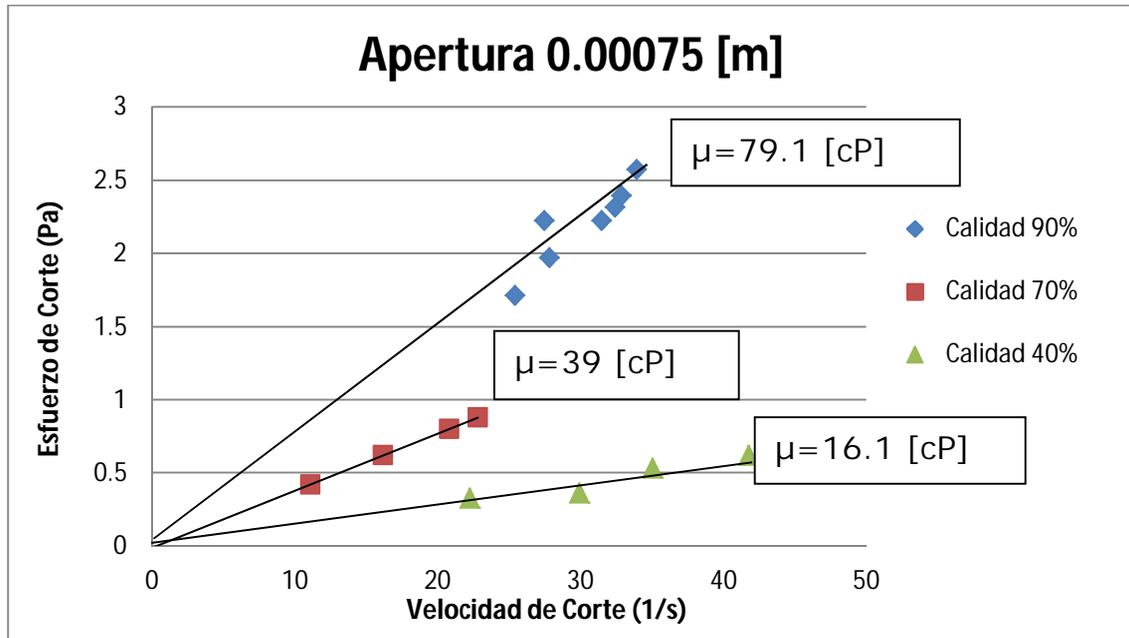


Figura 4.3. Gráfica de velocidad de corte contra esfuerzo de corte a una apertura de 0.00075 [m], donde a mayor calidad mayor viscosidad.

Por lo tanto la viscosidad aumenta conforme la calidad aumenta en una misma apertura y la viscosidad disminuye conforme la apertura aumenta (Figura 4.4).

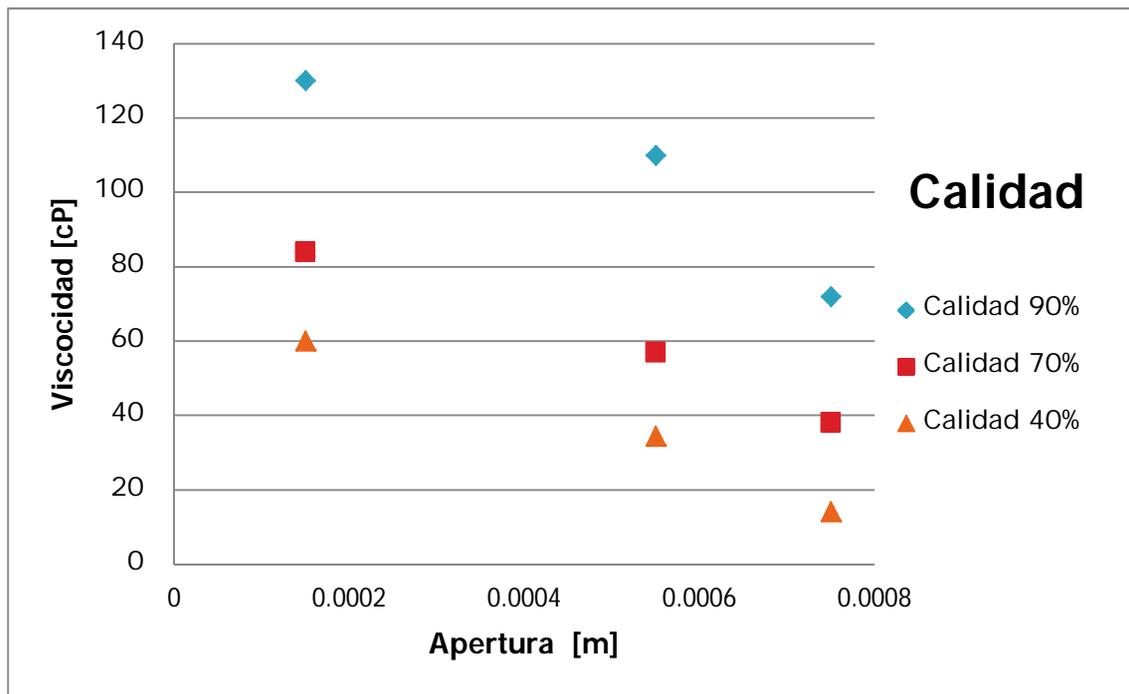


Figura 4.4. Gráfica de apertura contra viscosidad a diferentes calidades.

Por otra parte, a una misma calidad la viscosidad aumenta conforme la apertura disminuye (Figura 4.5).

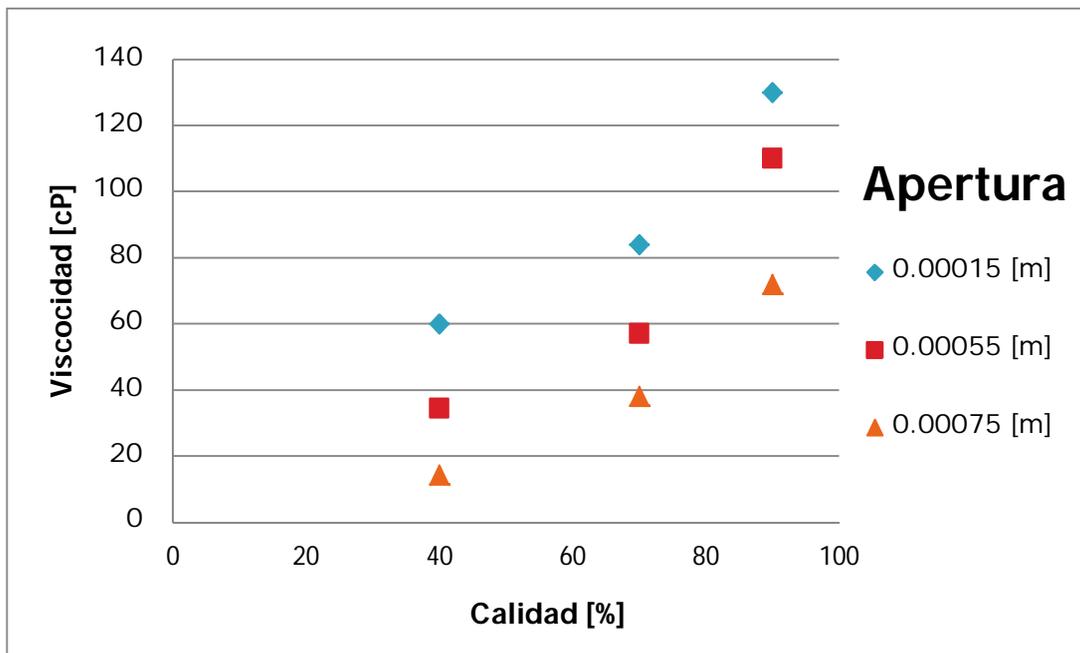
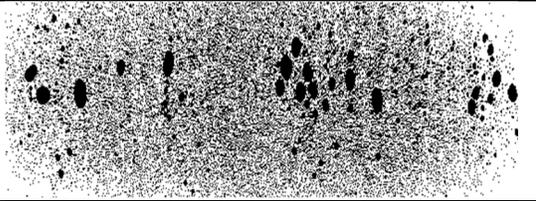
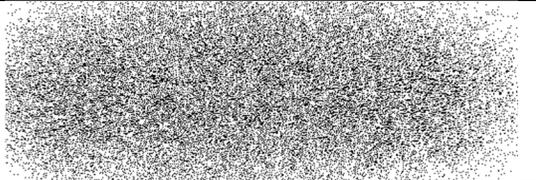
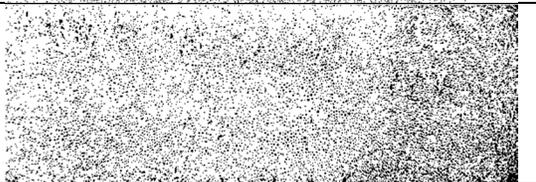


Figura 4.5. Gráfica de calidad contra viscosidad a diferentes aperturas.

4.2 Distribución del volumen de burbuja

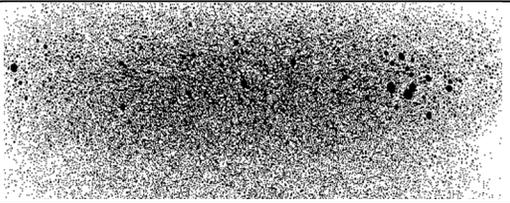
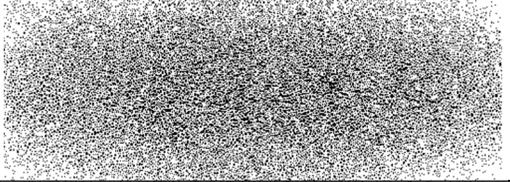
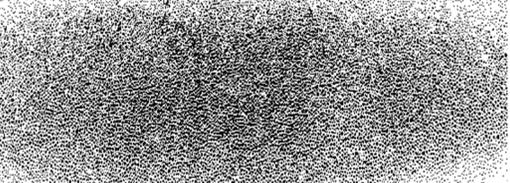
De las imágenes tratadas observamos que cuando la calidad de la espuma aumenta la viscosidad de la espuma también esto a una misma apertura, por lo que la distribución del volumen de las burbujas en la celda se va haciendo más heterogénea al incrementarse la calidad y viscosidad de la espuma como se muestra en la Tabla 4.10, Tabla 4.11 y Tabla 4.12.

Tabla 4.10. A una apertura de 0.00075 [m] la distribución varia conforme la viscosidad varia.

Apertura [m]	Calidad (%)	Viscosidad [cP]	Imagen
0.00075	90	79.1	
	70	39	
	40	16.1	

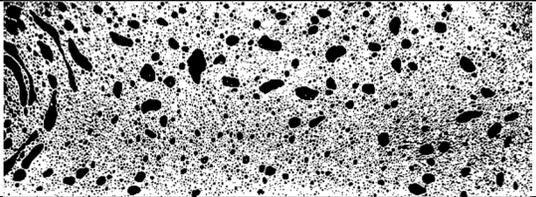
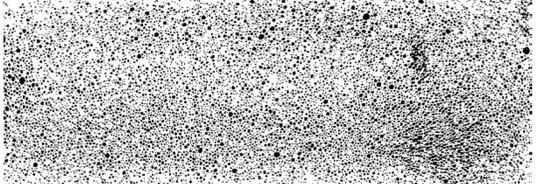
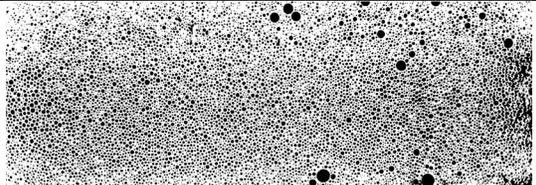
El mismo comportamiento que en la celda de apertura 0.00075 [m] se muestra en las demás aperturas (Tabla 4.11 y Tabla 4.12) esto debido a que la apertura juega un papel muy importante en la distribución de burbuja provocando que las burbujas empiezan a interactuar más con las paredes de la celda dando como resultado que la viscosidad de la espuma aumente cuando la calidad aumenta.

Tabla 4.11. A una apertura de 0.00055 [m] la distribución varia conforme la viscosidad varia.

Apertura [m]	Calidad (%)	Viscosidad [cP]	Imagen
0.00055	90	110.7	
	70	56.7	
	40	34.2	

De igual manera, el comportamiento de las tablas anteriores en la imagen tratada es similar, sin embargo en la apertura 0.00015 [m] se observa que hay una mayor dispersión de burbujas grandes sin embargo la viscosidad se comporta de igual manera que las tablas anteriores donde a mayor calidad una mayor viscosidad.

Tabla 4.12. A una apertura de 0.00015 [m] la distribución varia conforme la viscosidad varia.

Apertura [m]	Calidad (%)	Viscosidad [cP]	Imagen
0.00015	90	128.1	
	70	84.6	
	40	60.4	

De los datos obtenidos de las imágenes tratadas obtenemos gráficas de volumen de la burbuja contra cantidad de burbujas que hay en la celda, obteniendo que a una calidad de 90% la que presenta mayor heterogeneidad y mayor cantidad de burbujas pequeñas es la de apertura 0.00075 [m] (Figura 4.6).

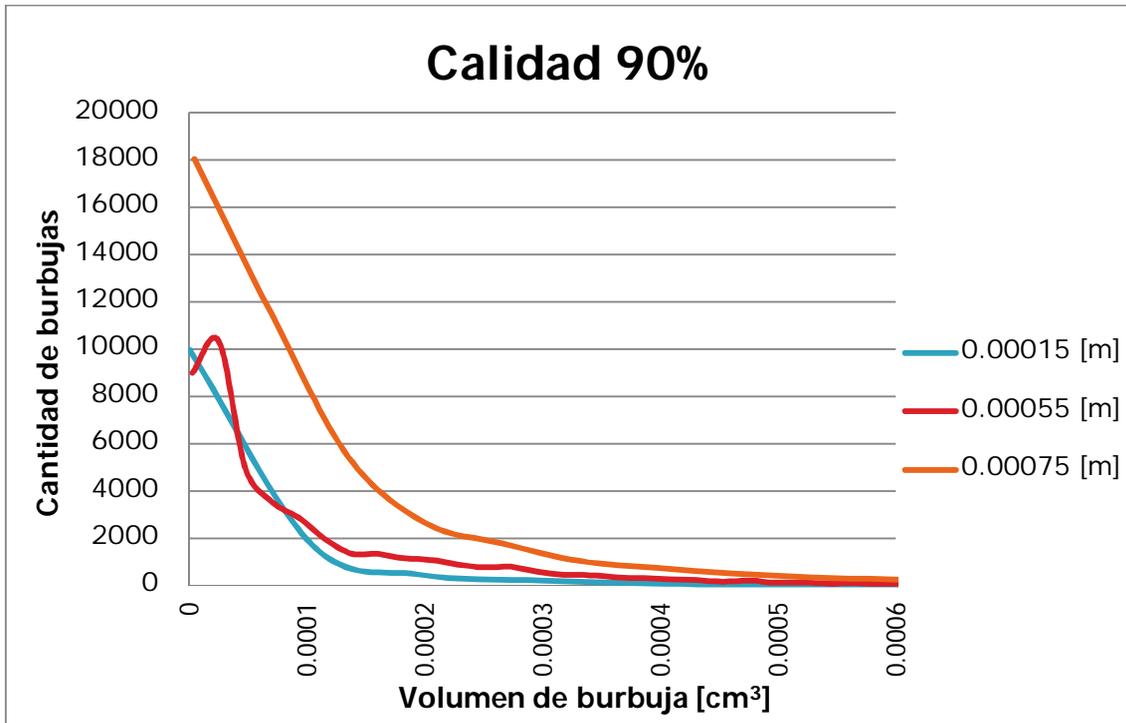


Figura 4.6. Heterogeneidad de burbujas con respecto a su apertura a una calidad al 90%.

Para la calidad 70% (Figura 4.7) el comportamiento es similar al de calidad 90%, ya que la apertura más grande tiene una cantidad mayor de burbujas de volumen pequeño y presenta una heterogeneidad mayor con respecto a las otras aperturas.

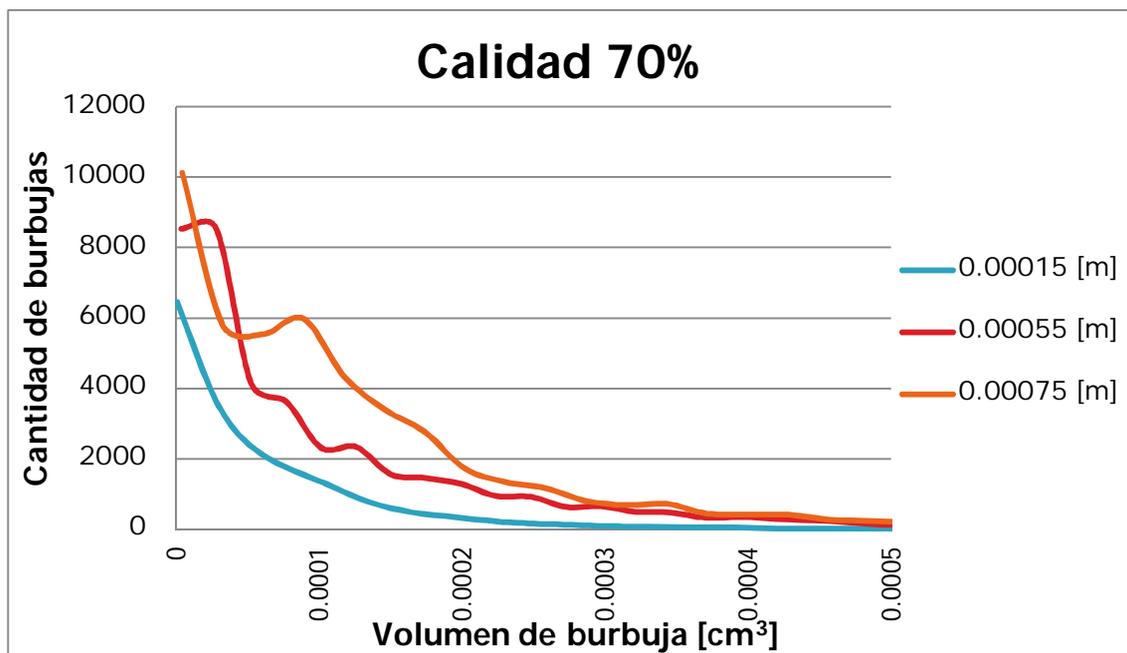


Figura 4.7. Heterogeneidad de burbujas con respecto a su apertura a una calidad al 70%.

Como se vio en las gráficas anteriores, el comportamiento es similar para la calidad 40% (Figura 4.8), por lo que se define que la heterogeneidad de las burbujas aumenta cuando se tiene una apertura cada vez más grande.

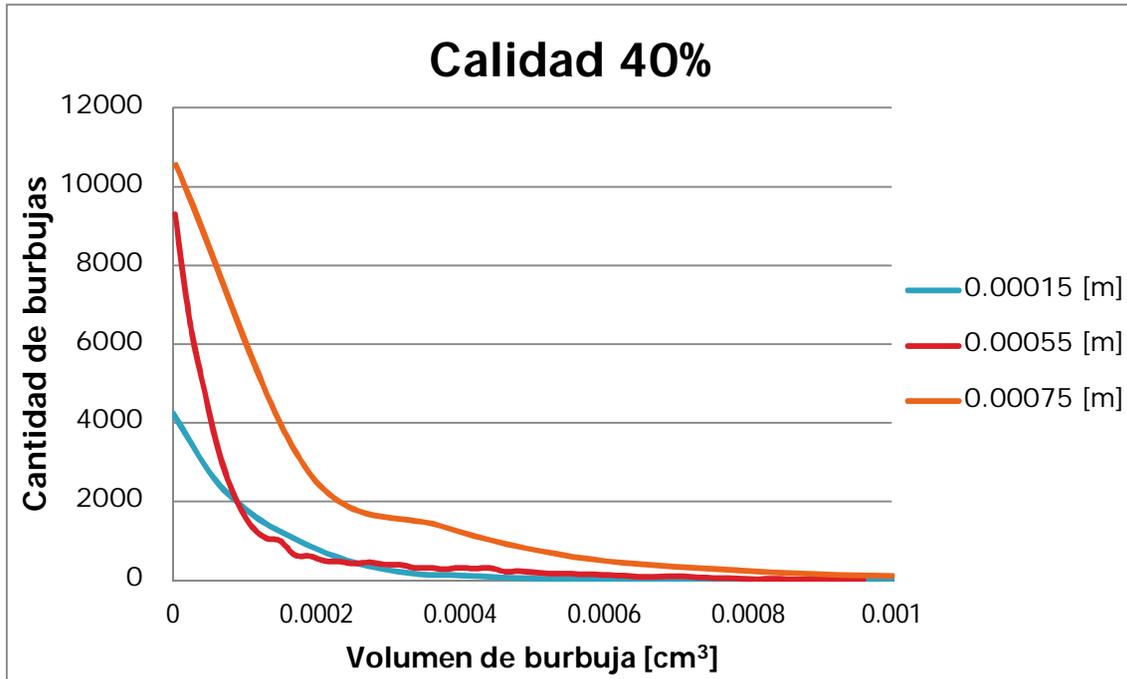


Figura 4.8. Heterogeneidad de burbujas con respecto a su apertura a una calidad al 40%.

Por otra parte, cuando se tiene una apertura constante en donde solamente se varía la calidad, de igual forma la distribución del volumen de burbuja es similar a cuando se tiene una misma calidad variando las aperturas, como las gráficas anteriores, por lo que a una apertura de 0.00075 [m] (Figura 4.9) se tiene una mayor heterogeneidad así como una mayor cantidad de burbujas de un volumen muy pequeño.

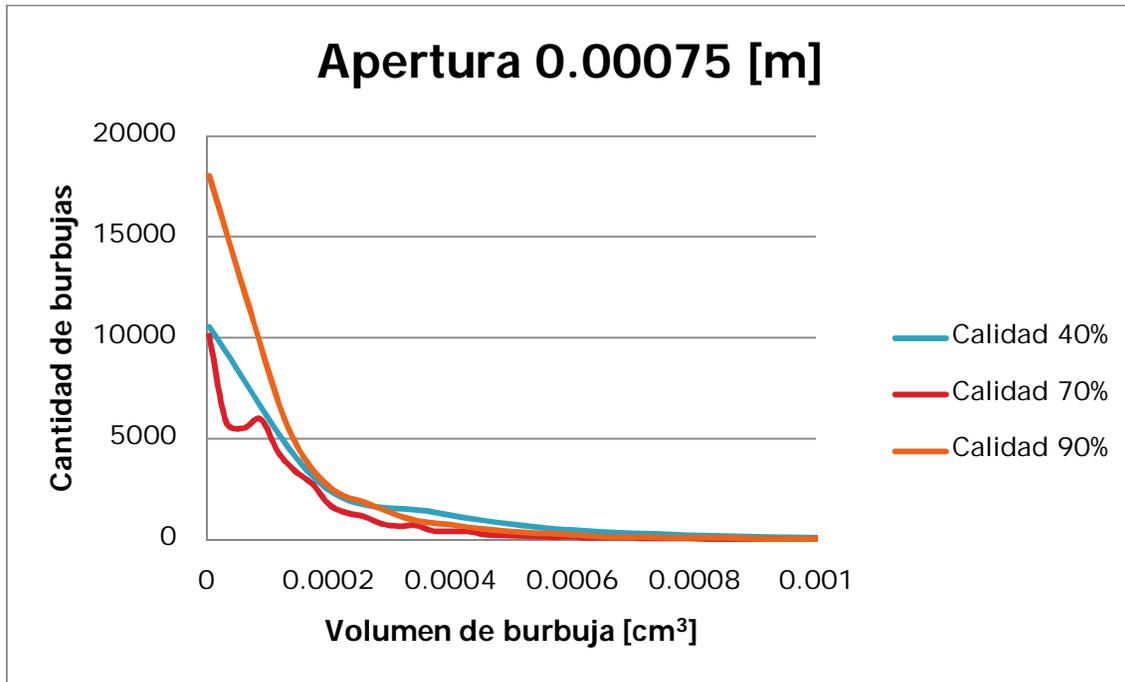


Figura 4.9. Heterogeneidad de burbujas con respecto a su calidad a una apertura de 0.00075 [m].

Al graficar el volumen contra la cantidad de burbujas a diferentes calidades en la apertura 0.00055 [m] (Figura 4.10), también se tiene comportamiento similar al de la gráfica anterior, lo cual nos muestra que mientras aumenta la calidad la heterogeneidad aumenta así como la cantidad de burbujas de volumen pequeño, sin embargo en este caso el comportamiento de la calidad 90%, 70% y calidad 40% son muy parecidas, por lo que se sigue manteniendo lo descrito anteriormente.

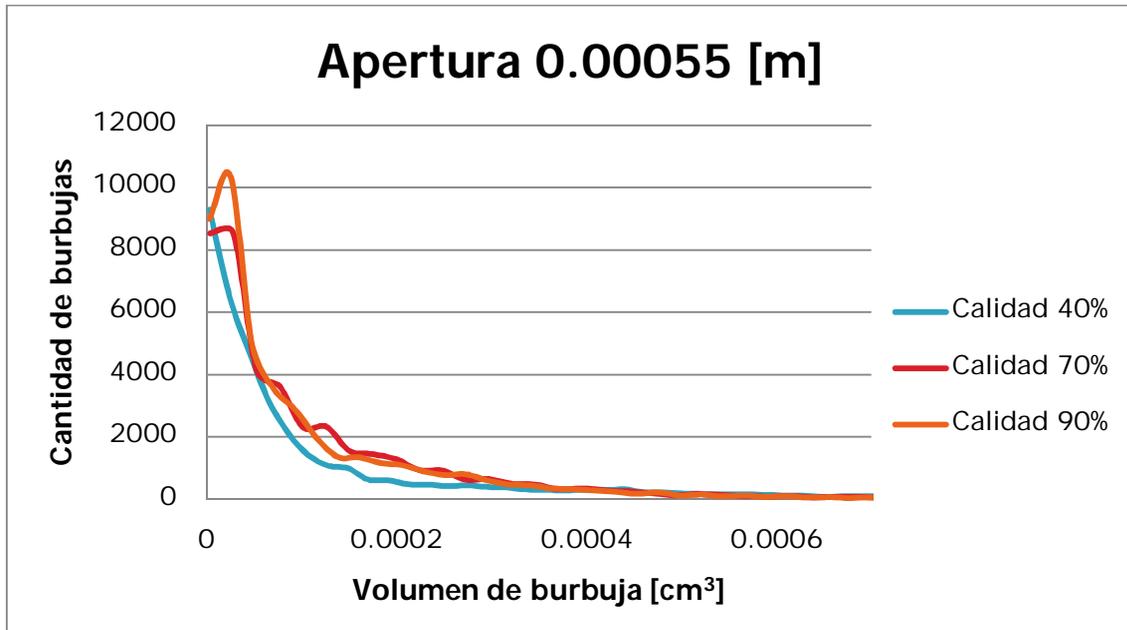


Figura 4.10. Heterogeneidad de burbujas con respecto a su calidad a una apertura de 0.00055 [m].

En la gráfica con apertura 0.00015 [m] (Figura 4.11), se observa con claridad lo descrito y visto en las anteriores gráficas, por lo que la apertura es de suma importancia para la distribución del volumen de burbuja y por ende de la cantidad que pueda haber de estas.

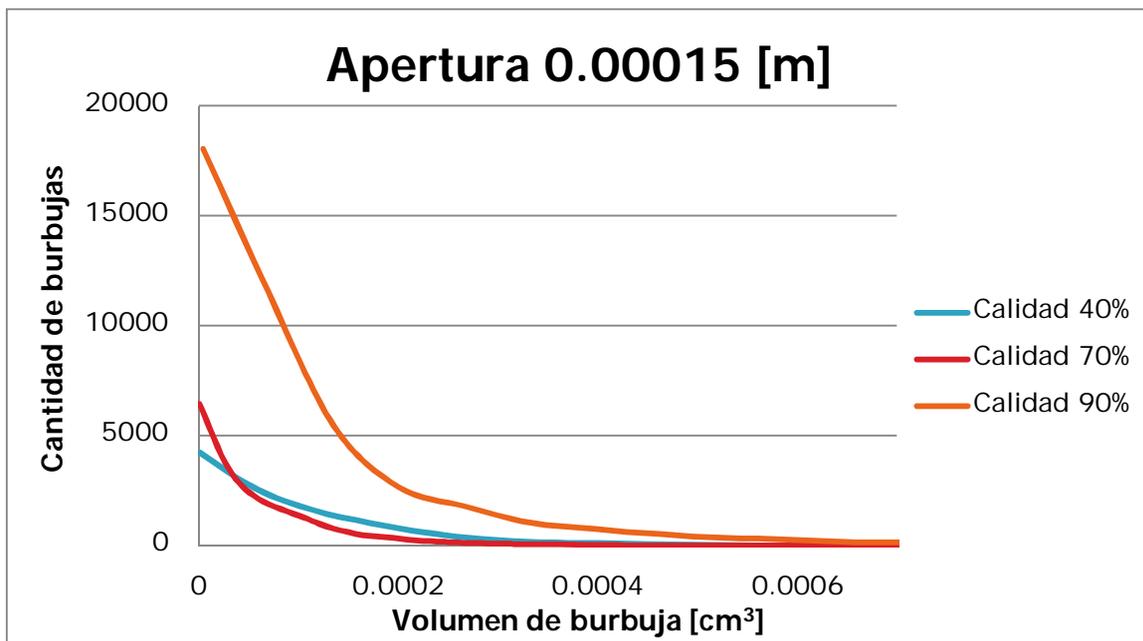


Figura 4.11. Heterogeneidad de burbujas con respecto a su calidad a una apertura de 0.00015 [m].

4.2.1 Factor de Resistencia

El factor de resistencia se define como la caída de presión de la espuma ΔP_e entre la caída de presión del aire ΔP_a a un gasto Q , por lo que el factor de resistencia es (Ecuación 4.1):

$$FR = \left(\frac{\Delta P_e}{\Delta P_a} \right)_Q \quad (4.1)$$

Por lo tanto, al graficar la apertura contra el factor de resistencia a diferentes calidades (Figura 4.12) se muestra que a una misma apertura el factor de resistencia aumenta conforme la calidad aumenta.

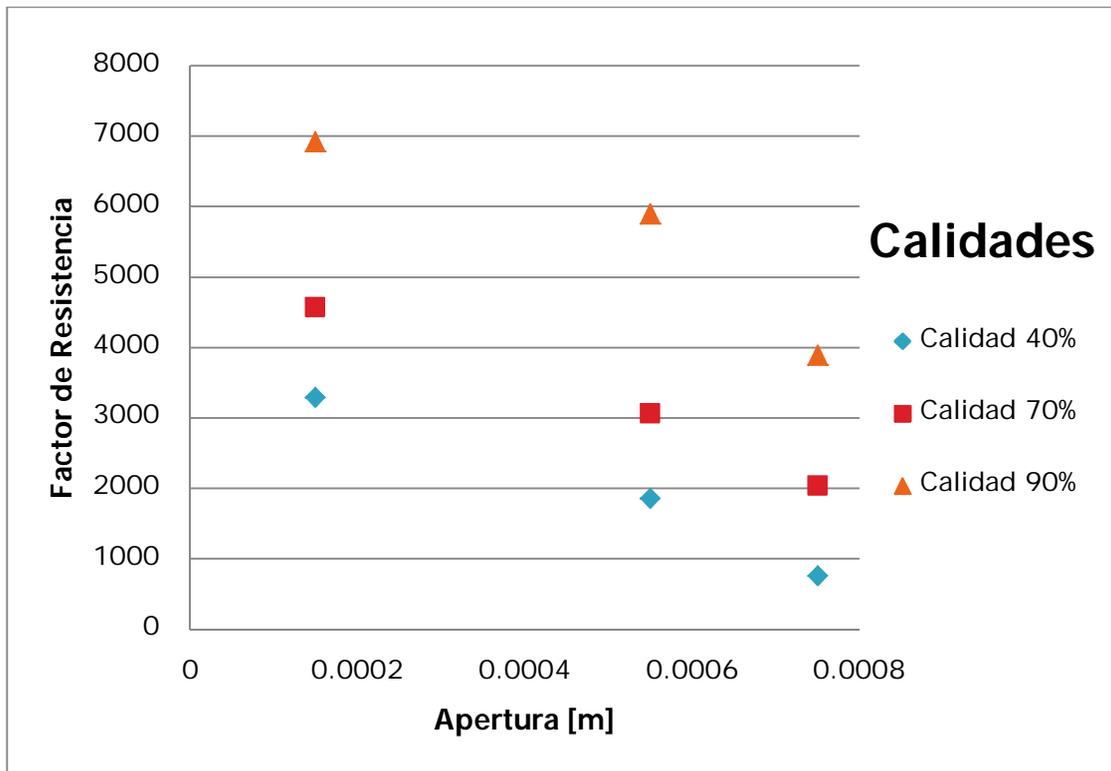


Figura 4.12. Mayor factor de resistencia a mayor calidad.

Por otra, parte si graficamos la calidad contra el factor de resistencia a diferentes aperturas (Figura 4.13), obtenemos que a una misma calidad el factor de resistencia aumenta conforme la apertura disminuye.

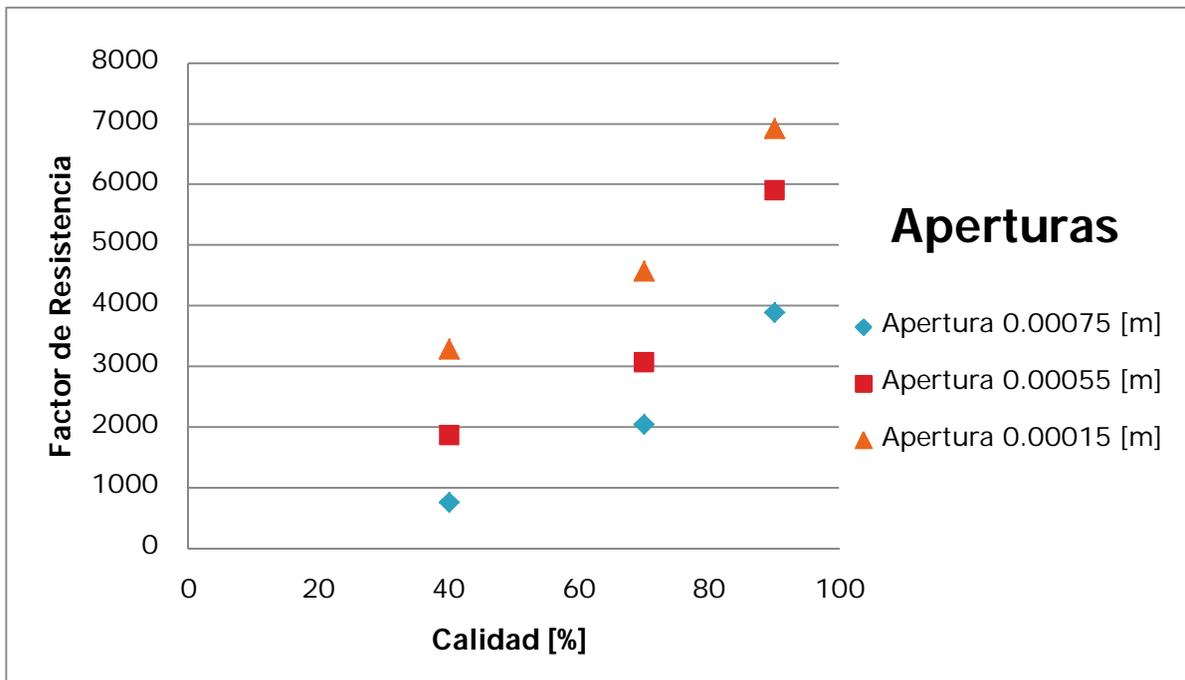


Figura 4.13. Mayor factor de resistencia a menor apertura.

CONCLUSIONES

- ▶ El estudio reológico de la espuma en medios fracturados es de gran importancia ya que se está utilizando en Recuperación Mejorada de Aceite, esto es debido a que en México los más grandes e importantes yacimientos se encuentran en los yacimientos naturalmente fracturados.
- ▶ El ancho de fractura o apertura tiene un papel importante en el estudio de la reología de las espumas así como en la distribución del volumen de burbuja.
- ▶ La espuma aparentemente se comporta como fluido newtoniano a velocidades de corte entre 20 y 70 [s^{-1}].
- ▶ A pesar de que la generación de espuma se hizo de igual forma para las aperturas se tiene que a un mismo ancho de fractura (o apertura), la viscosidad de la espuma aumenta conforme la calidad aumenta.
- ▶ Conforme el ancho de la fractura disminuye, la viscosidad de la espuma aumenta.
- ▶ A mayor ancho de fractura mayor heterogeneidad de tamaño de burbuja.
- ▶ Conforme la calidad aumenta, la cantidad y heterogeneidad de burbujas aumenta.
- ▶ A una misma apertura el Factor de Resistencia es mayor conforme aumenta la calidad.
- ▶ A una misma calidad el Factor de Resistencia es mayor conforme la apertura disminuye.

RECOMENDACIONES

- ▶ Medir otros parámetros que pueden ser correlacionados: Tensión Interfacial y Concentración Micelar Crítica.
- ▶ Realizar mismo procedimiento experimental a condiciones de presión y temperatura de yacimiento,
- ▶ Realizar el mismo procedimiento a aperturas más pequeñas, debido a que el medio fracturado puede tener un ancho de fractura muy pequeña.
- ▶ Realizar experimentos a velocidades de corte menores a $20 \text{ [s}^{-1}\text{]}$ y mayores a $70 \text{ [s}^{-1}\text{]}$.
- ▶ Comparar resultados experimentales con distintos surfactantes.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Green, Don W. y Willhite, G. Paul, “*Enhanced Oil Recovery*”, Richardson, Texas, 1998.
- Cipriano Matias L. “*Inyección de espumas en proyectos de recuperación mejorada; control de movilidad del gas*”. Tesis para obtener el Título de Ingeniero Petrolero. UNAM. F.I.2011
- Lake, Larry, “*Enhanced Oil Recovery*”, Prentice Hall, 1989.
- Son, Younggon. “*Determination of shear viscosity and shear rate from pressure drop and flow rate relationship in a rectangular channel*”. ELSEVIER, 2006.
- Kovscek, A.R., Tretheway, D.C., Persoff, P. and Radke, C.J. “*Foam flow through a transparent rough-walled rock fracture*”. ELSEVIER, 1994.
- Serrano Saldaña Enrique. “*Tensión interfacial y mojabilidad de sistemas solido/salmuera/n-dodecano: Estudio experimental del efecto de la fuerza iónica y de la concentración de surfactante*”. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias. UAM Iztapalapa. 2002.
- Davies, J. T., and Rideal, E. K., “*Interfacial Phenomena*”, 1961, Academic Press, San Diego California, Cap.1.
- “*Organo de Divulgacion Tecnica e Informacion de la Asociacion de Ingenieros Petroleros de Mexico A.C.*”, Vol. LII, Num. 1, Enero 2012, pag. 13-33.
- Oren, P.E. and Pinczewski, W.V., “*Transport in Porous Media*”, 1995.
- Pérez, García Tomas, “*Apuntes de Recuperacion Secundaria y Mejorada de Hidrocarburos*”, Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Medina Ovando, M. I., “*Imbibición Radial en Celdas Hele-Shaw y Capas Porosas Delgadas Bajo Diferencias de Temperaturas*”, Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias (Física), UNAM, México, 2005.

- Nelson RA: “*Evaluating Fractured Reservoirs: Introduction, Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*”, 2a ed Woburn, Massachusetts, EUA: Gulf Professional Publishing (2001).
- Ehlig-Economides CA, Taha M, Marin HD, Novoa E y Sánchez O: “*Drilling and Completion Strategies in Naturally Fractured Reservoirs*,” artículo de la SPE 59057, presentado en la Conferencia y Exhibición Internacional del Petróleo de la SPE, Villahermosa, México, 1 al 3 de febrero de 2000.
- <http://www.naturalfractures.com/>.
- Stearns DW y Friedman M: “*Reservoirs in Fractured Rock*,” en King RE (ed): *Stratigraphic Oil and Gas Fields—Classification, Exploration Methods and Case Histories*, American Association of Petroleum Geologists, Memoria 16. Tulsa: AAPG (1972).
- Odling NE, Gillespie P, Bourgnie B, Castaing C, Chilés J-P, Christensen NP, Fillion E, Genter A, Olsen C, Thrane L, Trice R, Aarseth E, Walsh JJ y Watterson J: “*Variations in Fracture System Geometry and Their Implications for Fluid Flow in Fractured Hydrocarbon Reservoirs*,” *Petroleum Geoscientist* 5, no. 4 (Noviembre de 1999).
- http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish06/aut06/naturally_fract_reservoirs.pdf. Consultado el 4 de febrero de 2012.
- Chou, S. I., “*Conditions for Generating Foam in Porous Media*”, SPE 22628, Dallas Texas, Octubre 1991.
- Schramm, L. L. “*Foams: Fundamentals and Applications in de Petroleum Industry*”, Washington, 1994.
- Weaire, D. y Hutzler, S., “*The Physics of Foams*”, Oxford University Press, 1999.
- Patton, J. T., Holbrook, S. T. y Hsu, W., “*Rheology of Mobility-Control Foam*”, SPE Journal(1983).
- Gauglitz, P. A., Friedman, F., Kam, S. I. y Rossen, W. R., “*Foam generation in Homogeneous Porous Media*”, *Chemical Engineering Science* 57,2002.
- Bikerman, J. J. “*Foams*”, New York, 1973.
- Rossen, R. William, “*Foams in Enhanced oil recovery*”, editado en Schramm, L. L. “*Foams: Fundamentals and Applications in de Petroleum Industry*”, 1994.

- Dholkawala, Z. F., Sarma, H. K., Kam, S. I., *“Application of Fractional Flow Theory to Foams in Porous Media”*, Journal of Petroleum Science and Engineering 57, 2007.
- Tanzil, D., *“Foam Generation and Propagation in Heterogeneous Porous Media”*, Tesis de Doctorado, 2001.
- Rossen, W. R. y Zhou, Z. H., *“Modeling Foam Mobility in Porous Media”*, SPE 22627, 1995.
- Raza, S. H., *“Foam in Porous Media: Characteristics and Potential Applications”*, SPE J., 1970.
- Llave, F. M. y Olsen, D. K., *“Use of Mixed Surfactant to Generate Foam for Mobility Control in Chemical Flooding”*, SPE/DOE 20223, Tulsa, 1990.
- Wasan, D. T., Koczko, K. and A.D. Nikolov, *“Foam: Fundamentals Applications in the Petroleum Industry”*, L. L. Schramm (ed.), Advanced in Chemistry, Ser. Washington, 1994.
- Tanzil, D., Hirasaki, G. J. y Miller, C. A., *“Conditions for Foam Generation in Homogeneous Porous Media”*, SPE 75176, 2002.
- Suffridge, F. E., Raterman, K. T. y Russell, G. C., *“Foam Performance Under Reservoir Conditions”*, SPE 19691, Texas, 1969.