



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**USO DE ESPUMA PARA CONTROL DE MOVILIDAD
DE GAS EN SISTEMA MATRIZ-FRACTURA A
CONDICIONES DE YACIMIENTO**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

GARCÍA ACEVEDO EFRAÍN

DIRECTOR DE TESIS

ING. ISRAEL CASTRO HERRERA



MÉXICO, D.F., 2014



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

Durante toda mi vida he estado rodeado por personas que de alguna manera me ayudaron a cumplir mis objetivos, y hoy que logro concluir una etapa muy importante quisiera agradecer a los que hicieron posible todo esto.

A mi alma mater la UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO que me ha dado la oportunidad de ser parte de la gran comunidad universitaria (y que es un orgullo ser egresado), a través de la FACULTAD DE INGENIERÍA al cual le debo la formación académica que me permite ser un profesionalista íntegro.

A los sinodales Ing. Mario Becerra, Ing. Héctor Erick Gallardo, M.I. tomas Eduardo Pérez, Dr. Erick luna y Ing. Israel Castro por su tiempo, apoyo y consejos para la elaboración de la tesis. A los maestros de la facultad de ingeniería que me mostraron como debe y como no debe ser un ingeniero, por toda su experiencia y conocimiento transmitido.

Al Instituto Mexicano del Petróleo por el apoyo brindado durante la realización de las pruebas en sus instalaciones, a los laboratoristas del departamento de Recuperación mejorad del IMP por sus consejos y hacer más amena mi estadía en el laboratorio, al Dr. Enrique serrano por su tiempo y su consejos para la elaboración de la tesis, al Ingeniero Fabián Damon por la ayuda en la redacción de la tesis.

A mis hermanos, a Alan e Iván y Lizbeth por su apoyo tanto en lo académico como en lo personal y porque siempre que los necesite siempre estuvieron ahí además de los momentos de diversión que pasamos juntos. Muy recientemente tengo que agradecer a mi sobrino Ángel (meguito) porque desde el momento en que nació siempre mi hiso reír y al momento de cargarlo, cuidarlo me ayudaba a despejar mi mente para posteriormente trabajar con una sonrisa en la tesis.

A mis compañeros de la facultad que sin duda alguna hicieron que el tiempo que pase en la facultad fueran gratos, a mis amigos de la biblioteca Juan, Raúl y Omar por hacer que esas largas horas que pasábamos en la biblioteca “estudiando” fueran más amenas. Al buen Rene y Aramis por su ayuda durante las carrera y por esos momentos en los simplemente perdíamos el tiempo “planeado lo que teníamos que hacer” o simplemente pensando en que hacer.

A Justino (al que considero uno de mis mejores amigos) por sus grandes consejos, por su apoyo por todas esas locuras que cometimos durante la carrera con el fin de probar que seríamos dignos de ser ingenieros y que además son ya anécdotas dignas de contar.

A mi amiga Alma, por los momentos que pasamos juntos que a pesar de ser pocos muy pocos sin duda alguna son de los mejores en mi vida, por esas pláticas interminables que teníamos por internet, pero sobre todo por el apoyo que me brindó durante el la elaboración de la tesis, y por los consejos que mediste sobre la misma.

A la que es sin duda alguna es mi mejor amiga, siempre estuvo conmigo apoyándome desde el primer momento, por estar conmigo en los buenos momentos y sobretodo en los malos, por ayudarme en lo académico, porque siempre se preocupó y se preocupa por mí (o al menos eso creo), porque siempre supo que y cuando decir lo que necesitaba oír, sin duda alguna mi estadía en la facultad, el estudiar Ingeniería Petrolera no hubiera sido lo mismo sin ella como mi amiga, muchas gracias Nancy.

Bien dicen que lo mejor viene al último y en este caso no es la excepción pues a los últimos a quienes quiero agradecer son las persona más importantes en mi vida, ellos me dieron la vida, ellos son los que procuraban que no me faltara nada y sin su apoyo todo esto no sería posible, a mi papa Francisco por la inmensa ayuda que me proporciono durante la carrera tanto en el ámbito académico como en el ámbito personal, por los consejos que me dio durante la carrera y sobre la tesis. A mi mama Eva que a diferencia de mis hermanos o de mi papa no pudo ayudarme en lo académico, sin embargo siempre me apoyo en lo más importante, lo más básico pues ella me inculco lo los valores que poseo, siempre está ahí cuando la necesito y sé que puedo contar con ella siempre y a pesar de no poder resolver una ecuación siempre me estuvo apoyándonos a mis hermanos y a mí en todo el tiempo que estuvimos estudiando lo cual fue más que suficiente para lograr culminar una etapa muy importante en mi vida. Gracias MAMA y PAPA esto es para ustedes y por ustedes.

Efraín.

Contenido

INDICE DE FIGURAS	iv
INDICE DE TABLAS	vi
INTRODUCCION	1
CAPITULO I	5
1. CONCEPTOS BASICOS	5
1.1 Yacimiento	5
1.2 Fractura	7
1.3 Permeabilidad	7
1.3.1 Permeabilidad de la matriz	8
1.3.2 Permeabilidad de la fractura	8
1.4 Interacción Matriz-Fractura	9
1.5 Yacimiento naturalmente fracturado	10
1.6 Espuma	12
1.6.1 Estabilidad de la espuma	13
1.6.2 Medición de la espuma	15
1.6.3 Etapas de vida de una espuma	16
1.6.3.1 Formación de la espuma	16
1.6.3.2 Maduración de la espuma	17
1.6.3.3 Espuma persistente a películas delgadas	18
1.7 Uso de espumas en la industria petrolera	19
1.7.1 Razones para usar espuma en proyectos petroleros	20
1.7.2 Espumas utilizadas en la industria petrolera	21
1.8 Criterios para la aplicación de espumas	21
1.8.1 Formas de implementación	22
1.8.2 Métodos de inyección	22
CAPITULO II	24
2. USO DE ESPUMAS PARA CONTROL DE MOVILIDAD DE GAS	24
2.1 Flujo de fluidos en Yacimientos naturalmente fracturados	24
2.2 Flujo de espuma en yacimientos naturalmente fracturados	25
2.2.1 Flujo de espumas a través de medios porosos	25
2.2.2 Espuma Bulk en fracturas	27
2.2.3 Transporte de la espuma a través del medio poroso	29
2.3 Caracterización de la espuma	31

2.4 Efecto de la permeabilidad de la fractura	32
2.4.1 Permeabilidad relativa del gas en espumas	32
2.5 Generación de Espumas en un medio poroso	32
2.5.1 SNAP-OFF	33
2.5.2 DIVISION DE LAMELAS	34
2.5.3 MECANISMO LEAVE-BEHIND	35
2.6 Reología de la espuma.....	36
2.7 Modelo de espumas	38
2.7.1 Modelo de balance Popular.....	39
2.7.2 Modelo de flujo fraccional.....	40
2.8 Regímenes de flujo de espuma en un medio poroso	40
2.9 Características de la espuma dinámica en un medio poroso.....	41
2.9.1 Factores que afectan la dinámica de la espuma en medios porosos	41
2.9.1.1 Surfactante	42
2.9.1.2 Parámetros de inyección	42
2.9.1.3 Permeabilidad y heterogeneidad del medio poroso	43
2.9.1.4 Presencia de aceite	44
2.10 Control de movilidad del gas.....	44
2.10.1 Efecto de la espuma en la movilidad del gas	46
2.10.2 Reducción de movilidad del Gas.....	46
2.10.2.1 Mecanismos de reducción de la movilidad del gas	48
2.10.3 Factor de reducción de movilidad	49
2.10.4 Efecto de la espuma en la movilidad de líquido	50
CAPITULO III	54
3 PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL	54
3.1. Objetivo	54
3.2 Equipo y consumibles empleados	54
3.3 Montaje del equipo	57
3.4 Desarrollo de las pruebas	59
3.4.1 Inyección de salmuera	59
3.4.2 Inyección de agua bidestilada	60
3.4.3 Inyección de nitrógeno	62
3.4.4 Inyección de espuma	64
3.4.5 Inyección de nitrógeno en presencia de espuma.....	66
3.5 Consideraciones de las propiedades de los fluidos utilizados	68
CAPITULO IV.....	64
4. RESULTADOS Y ANALISIS	64

4.1. Desarrollo de fórmulas.	64
4.1.1 Permeabilidad al líquido.....	64
4.1.2 Permeabilidad al gas.....	65
4.1.3 Movilidad de la espuma.....	66
4.2 Resultados obtenidos	68
4.3 Análisis de resultados	69
<i>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.</i>	72
Conclusiones.....	72
Recomendaciones.....	73
<i>BIBLIOGRAFIA</i>	74

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 diagrama de fase de una mezcla de hidrocarburos.	6
Figura 2 Idealización del sistema matriz-fractura A) caso real del sistema, B) idealización del sistema para simulación.....	10
Figura 3. Diagrama de clasificación de yacimientos naturalmente fracturados.....	11
Figura 4. Estructura interna de una espuma.....	13
Figura 5. Tensión superficial y absorción del surfactante vs concentración de surfactante	14
Figura 6. Flujo de espuma en el medio poroso de acuerdo a la textura.....	15
Figura 7 Efecto Gibbs-Marangoni.....	17
Figura 8 A) Segregación de las burbujas. B) Drenaje del líquido en la espuma húmeda	18
Figura 9 Control de movilidad del gas. a) Pobre eficiencia de barrido. b) Canalización de gas, c) Segregación gravitacional.	20
Figura 10 Inyección de espuma mediante el proceso de co-inyección.....	23
Figura 11 Diagrama de criterio de escrutinio para la aplicación de espuma en yacimientos.....	24
Figura 12 Distribución de los fluidos mojantes y no mojantes dentro del poro.....	26
Figura 13 Esquema de los canales de gas continuo y discontinuo en el medio poroso	27
Figura 14 Esquema de tres burbujas formando el borde plateau.	28
Figura 15 Repulsión entre superficies opuestas a la lamela causadas por un surfactante y estabilidad de la película de líquido.....	29
Figura 16. Equipo superficial para la inyección y generación de espumas.....	33
Figura 17 Mecanismo de generación de lamela Snap-off. a) Entra el gas y el poro se llena de líquido, b) La película de líquido se hincha y forma un puente en la garganta del poro, c) El proceso es repetido después del snap-off.....	34
Figura 18 Mecanismo de generación de lamela, “división de lamela”. a) La lamela se extiende hasta un punto de ramificación, b) Se forman dos lamelas.	35
Figura 19 Mecanismo de generación de lamela Leave-Behind. a) La fase no mojante comienza a desplazar la fase mojante, b) Los residuos de la fase mojante hacen un puente con los poros cercanos creando una lamela paralela al flujo.....	36
Figura 20 Esquema del tren de burbujas en el medio poroso	39
Figura 21 Esquema grafico que muestra los parámetros de flujo de espuma en un medio poroso	41
Figura 22 Esquema grafico que muestra la relación entre F_g y la movilidad del gas	43
Figura 23 Grafico de movilidad contra calidad de la espuma, para un medio poroso consolidado (Larry. W. Lake, Enhanced Oil Recovery, 1989)	47
Figura 24 Efecto de las lamelas en el flujo de gas.....	49
Figura 25. Núcleos utilizados en las pruebas.	55
Figura 26 Diagrama del regulador de presión inversa.	56
Figura 27 Esquema del equipo utilizado en las pruebas.....	57
Figura 28 Esquema de la celda de apilamiento con los núcleos a) visto desde la parte superior, b) vista frontal de la celda	58

Figura 29 Grafica de la presión de entrada vs tiempo que muestra los datos obtenidos al inyectar agua bidestilada a tres diferente gastos. 61

Figura 30 Grafica Presión de salida vs tiempo que muestra los datos obtenidos en la inyección de agua bidestilada a tres diferentes gastos..... 61

Figura 31 Grafico de Presión de entrada vs tiempo que muestra los datos obtenidos al inyectar nitrógeno a tres diferentes gastos. 63

Figura 32 Grafica presión de salida vs tiempo que muestra los datos de inyectar nitrógeno a tres diferentes gastos. 63

Figura 33 Esquema del equipo utilizado con las modificaciones para inyectar espuma 65

Figura 34 Proceso de formación de la espuma 66

Figura 35 Grafica Presión de entrada vs tiempo, que muestra los datos obtenidos al inyectar nitrógeno en presencia de espuma a tres diferentes gastos. 67

Figura 36 Grafica presión de salida vs tiempo que muestra los datos obtenidos al inyectar nitrógeno en presencia de espuma a tres gastos diferentes. 67

Figura 37 Grafica de viscosidad vs temperatura utilizada para calcular la viscosidad del nitrógeno a una temperatura de 158°C..... 69

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Clases de espumas propuestas por Rossen 21

Tabla 2 Datos de calibración del sistema 59

Tabla 3 Datos representativos de la inyección de agua bidestilada. 62

Tabla 4 Datos representativos obtenidos de la prueba de inyección de nitrógeno 64

Tabla 5 Datos obtenidos de la prueba de inyección de nitrógeno en presencia de espuma 68

Tabla 6 Datos de viscosidad del nitrógeno a diferentes temperaturas 68

Tabla 7 Gastos de nitrógeno y agua bidestilada a través de la fractura. 65

Tabla 8 Tabla de permeabilidades y movilidades calculadas con los datos obtenidos en las pruebas.
..... 68

Tabla 9 Factor de reducción de movilidad y movilidad relativa del nitrógeno obtenidos en las
pruebas..... 69

INTRODUCCION

1. Antecedentes

La espuma se define como una dispersión de gas en un líquido de manera tal que el líquido se encuentra interconectado formando una película delgada que separa burbujas de gas, la cual es llamada lamela. Bajo esta definición el gas se considera una fase discontinua en la espuma y el líquido es la fase continua. La interacción que se presenta entre el líquido y la burbuja de gas, normalmente es inestable y puede romperse muy fácilmente, por lo que se adiciona un surfactante al líquido que mejora la estabilidad de la espuma. Los surfactantes son usados como agentes espumantes, por la gran variedad de característica que presentan.

La espuma como medio para controlar la movilidad de un gas se empezó a implementar hace 28 años. Varios estudios se han centrado en entender el comportamiento del flujo de espuma y su aplicación en los procesos que involucran el flujo e inyección de gas, tal es el caso de Law y colaboradores (1990) que demostraron que la presencia de espuma reduce significativamente la permeabilidad al gas.

Bernard y Holm (1964) hicieron pruebas de laboratorio para determinar los efectos de la espuma en la permeabilidad al gas, la forma en que analizaron los efectos de la espuma fue en función de gradientes de presión, concentración y gasto del agente espumante y del tiempo que duraba la espuma, demostrando que la permeabilidad disminuye en presencia de espuma.

Sharman y colaboradores (1983), mostraron que existe una relación lineal entre la movilidad de un gas y la permeabilidad, mientras el diferencial de presión y la permeabilidad absoluta incrementan, la movilidad relativa del gas disminuye. Mostrando que la espuma es más efectiva reduciendo la movilidad del gas en zonas de alta permeabilidad.

Varios estudios muestran que la espuma es más eficiente en zonas de alta permeabilidad que en zonas de baja permeabilidad, como lo demuestran las pruebas de Djabbarah y colaboradores (1988) que estudiaron la eficiencia de desplazamiento de CO₂ con agentes espumantes en un medio poroso con diferentes permeabilidades, encontrando que la espuma incrementa la resistencia al flujo en zonas de alta permeabilidad y redirecciona el gas inyectado a zonas con menor permeabilidad.

Resultados similares fueron presentados por Lopera (2005). Sus estudios muestran que la espuma es eficiente para desviar el flujo de gas de una zona de alta permeabilidad hacia una zona de baja permeabilidad, concluyendo que la espuma actúa como un fluido divergente que permite redirigir el flujo de gas hacia zonas en las cuales no penetraba por efecto del flujo preferencial hacia zonas de alta permeabilidad.

2. Problema

Gran parte de la reserva remanente de hidrocarburo en México se encuentra en los yacimientos naturalmente fracturados (YNF), sin embargo por la dificultad de comunicación hidráulica entre la fractura y la matriz debido a la mineralización de las fracturas o a la deformación a lo largo del plano de superficie de la fractura, gran parte del petróleo se queda atrapado en la matriz. Por lo tanto es necesario implementar algún proceso de recuperación mejorada para incrementar el factor de recuperación de hidrocarburo en los YNF.

Sin embargo la eficiencia de barrido de un proceso de recuperación mejorada puede ser disminuida por la heterogeneidad de los yacimientos y por los efectos gravitacionales, además si el fluido inyectado es gas la eficiencia de barrido también es afectada por la alta movilidad y baja densidad del gas. Además para inyectar gas como proceso de recuperación secundaria o mejorada en un YNF se debe tomar en cuenta que la diferencia de permeabilidades que hay entre la matriz y la fractura ocasiona canalizaciones del gas hacia las fracturas, provocando que el costo de la inyección se incremente y que la cantidad de aceite recuperado sea menor a lo esperado.

En este sentido la inyección de espumas puede mejorar la eficiencia de barrido cuando se utiliza gas como fluido de inyección, ya que reduce la movilidad del gas mediante el bloqueo de los poros y de las fracturas mitigando los efectos causados por la canalización del gas.

3. Objetivo y propósito

El propósito de inyectar una espuma al yacimiento es que actúe como agente de bloqueo en zonas del yacimiento con problemas de canalización de gas y mejorar así la eficiencia de barrido volumétrica. La canalización de gas ocurre comúnmente en zonas de alta permeabilidad y/o fracturadas por lo que el rol de la espuma es redirigir el gas altamente móvil hacia zonas con aceite remanente en dónde el barrido haya sido ineficiente si no es que inexistente.

El objetivo de este trabajo es evaluar la eficiencia de una espuma de alta calidad para controlar la movilidad del gas en un sistema matriz-fractura a escala de laboratorio y a condiciones de yacimiento.

4. Hipótesis

Mediante la inyección de espuma se puede reducir la movilidad del gas, debido a la disminución de la segregación gravitacional, al incremento de la viscosidad aparente del gas, a la disminución de la permeabilidad al gas, además evita la canalización del gas bloqueando zonas de alta permeabilidad o zonas con fracturas.

La espuma logra reducir la movilidad del gas debido a las burbujas de gas que son rodeadas por una película delgada de líquido llamada lamela, el gas que fluye en el medio poroso es atrapado

por las lamelas y es inmovilizado, pues la lamela bloquea el flujo de gas y altera los patrones de flujo, resultando en la reducción de la saturación del gas móvil, que afecta la permeabilidad relativa al gas. Los factores más importantes que afectan el entrapamiento del gas son el gradiente de presión, geometría del poro y la textura de la espuma.

5. Justificación

Este trabajo es de índole experimental, las pruebas se realizaron en el laboratorio de recuperación mejorada del Instituto Mexicano del Petróleo. La espuma que se utilizó en las pruebas se generó con nitrógeno y una solución líquida la cual era una mezcla de una salmuera y un surfactante con una concentración del 0.2%.

Este trabajo puede servir como una base para estudios más completos, que tomen en cuenta varias aplicaciones de la espuma que no se consideraron en la prueba, además de ser tomado como una fuente de información, el estudio puede mostrar que la espuma es eficiente para controlar la movilidad del gas y solucionar problemas de canalización de gas que se presentan en los yacimientos naturalmente fracturados y pozos productores, además puede resolver problemas relacionados con la segregación gravitacional.

6. Procedimiento

Las pruebas consistieron en inyectar nitrógeno a un sistema matriz-fractura, a condiciones de presión y temperatura similares a las de un yacimiento. Para simular el sistema matriz fractura se utilizaron dos núcleos los cuales fueron colocados dentro de una celda dejando un espacio entre la pared de la celda y los núcleos, simulando la fractura del medio.

Durante las pruebas se midió un diferencial de presión en presencia de espuma y un diferencial de presión sin espuma, con el diferencial de presión se calculó una permeabilidad y posteriormente se calculó la movilidad del gas en el sistema saturado con espuma y la movilidad del gas sin espuma en el sistema, para comprobar si la espuma utilizada era eficiente o no para controlar el flujo de gas.

7. Organización del trabajo

En el primer capítulo se definen los conceptos básicos que se utilizaron como base teórica y que son necesarios para comprender mejor los siguientes capítulos del trabajo.

En el segundo capítulo se proporciona la literatura correspondiente al comportamiento que tiene la espuma en un medio poroso, además se describen características de la espuma, y se explica el proceso de bloqueo del gas debido a la espuma.

En el tercer capítulo se muestra todo lo referente a las pruebas que se realizaron en el laboratorio, planteando el objetivo de la prueba, el proceso para realizar las pruebas, el equipo utilizado, las consideraciones que se tomaron para realizar las pruebas tanto en el equipo utilizado (calibración del equipo), así como en las condiciones que se fijaron para realizar las pruebas (presión, temperatura et.).

En el cuarto capítulo se presentaran los resultados obtenidos, así como las consideraciones que se hicieron para realizar el cálculo de permeabilidades, de la movilidad del nitrógeno y el factor de reducción de movilidad.

CAPITULO I

1. CONCEPTOS BASICOS

Se describirán los conceptos utilizados en la tesis para comprender mejor la terminología utilizada en la misma.

1.1 Yacimiento

Es una unidad geológica porosa, permeable y de volumen limitado que contiene hidrocarburos en forma líquida, gaseosa o ambas, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. El hidrocarburo que ocupa los poros de la roca almacén se encuentra a alta presión y temperatura debido a la profundidad a la cual se encuentra. El yacimiento está formado por una fuente (origen del hidrocarburo), una trampa, almacén (porosidad) y transmisibilidad (permeabilidad). Los yacimientos se clasifican considerando diverso factores algunas clasificaciones son:

De acuerdo a la profundidad a la cual se encuentra almacenado el hidrocarburo:

- En superficie (indicios superficiales), acumulaciones libres (chapopoterías).
- En yacimientos.

De acuerdo al tipo de roca almacenadora:

- Rocas detríticas, arenas y areniscas.
- Rocas carbonatadas calizas y dolomías.

De acuerdo al tipo de trampa:

- Trampas de tipo estructural.
- Trampas estratigráficas.
- Trampas combinadas.
- Trampas asociadas a intrusiones ígneas.

Por el tipo de fluido almacenado:

- ✚ Yacimiento de aceite.
- ✚ Yacimiento de aceite volátil.
- ✚ Yacimiento de gas y condensado.
- ✚ Yacimiento de gas húmedo.

✚ Yacimiento de gas Seco.

Con base en el diagrama de fases:

- ❖ Yacimientos de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento (aceite negro).
- ❖ Yacimientos de aceite y gas disuelto de alto encogimiento (aceite volátil).
- ❖ Yacimiento de gas y condensado.
- ❖ Yacimiento de gas húmedo.
- ❖ Yacimientos de gas seco.

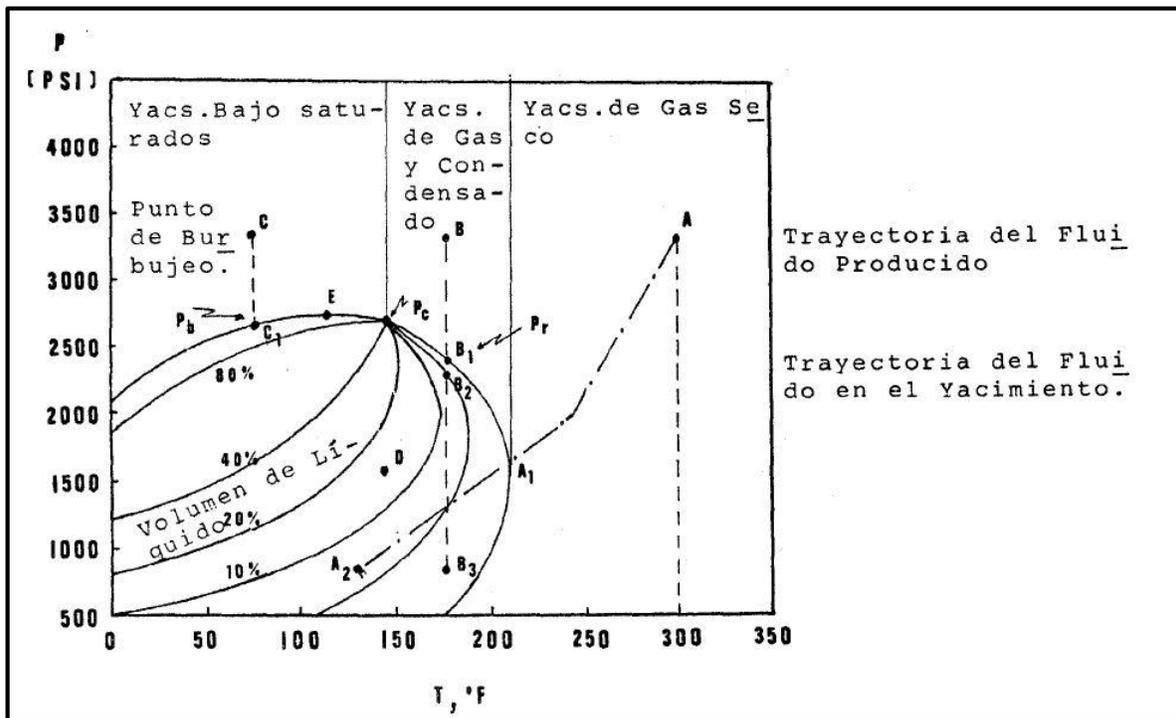


Figura 1 diagrama de fase de una mezcla de hidrocarburos.

Por el tipo de empuje predominante:

- Empuje por expansión del sistema roca-fluido.
- Empuje por expansión del gas disuelto liberado.
- Empuje por expansión del casquete de gas.
- Empuje hidráulico.
- Empuje por segregación gravitacional.
- Empuje combinado.

1.2 Fractura

Es toda ruptura en una roca que genera una superficie plana durante los procesos de deformación y alteración de la roca debido a la pérdida de cohesión provocando que se generen dos bloques de roca. Estas rupturas son generadas por fuerzas tectónicas (tensión o compresión), por cambios en la temperatura, por lixiviación (proceso de lavado del suelo por filtración de agua) o por cambio de minerales.

Las fracturas pueden clasificarse en fracturas experimentales y naturales. Las fracturas experimentales se clasifican en fracturas de cizalla, de extensión y tensión. Las fracturas naturales se clasifican en fracturas tectónicas, fracturas regionales, fracturas de contracción y fracturas relacionadas a la superficie. Otros tipos de fracturas son las fracturas por sinéresis, el cual es un proceso químico que produce una reducción del volumen de sedimentos en el subsuelo por deshidratación.

Un factor importante que determina la porosidad y permeabilidad de una fractura es la morfología de la fractura, la cual se puede observar en núcleos y deducir de algunos registros de pozo, por lo que se clasifican en cuatro tipos básicos de fractura de acuerdo a la morfología:

- a) Fracturas abiertas.
- b) Deformación de fracturas.
- c) Rellenos minerales de fractura.
- d) Vugulos.

1.3 Permeabilidad

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso que es considerada una medición de la capacidad del medio poroso para permitir el paso de fluidos a través del mismo. Los yacimientos pueden presentar dos tipos de permeabilidades, la permeabilidad primaria y la secundaria, también conocidas como permeabilidad de la matriz y permeabilidad de la fractura respectivamente.

La permeabilidad puede ser clasificada de acuerdo al contenido de fluidos en la roca y por el tipo de flujo que se tiene, de acuerdo a lo anterior la permeabilidad se clasifica en:

- a) Permeabilidad absoluta (K_a), es aquella en la cual sólo se considera un solo fluido presente en el medio poroso, (saturación 100%).
- b) Permeabilidad efectiva (K_e), considera que en el medio poroso se encuentra más de un fluido, por lo tanto la permeabilidad efectiva es la permeabilidad de un fluido en particular.
- c) Permeabilidad relativa (k_r), es la relación de la permeabilidad efectiva de cualquier fluido con respecto a la permeabilidad absoluta, e indica la facilidad de fluir de un fluido a través de la roca cuando se tiene más de un fluido en el medio poroso.

1.3.1 Permeabilidad de la matriz

Es la facilidad que tiene la roca para permitir el paso de fluidos a través de ella, esto sin tomar en cuenta el aporte de las fracturas que pueden estar presentes en el yacimiento. Para el cálculo de esta propiedad se toman en cuenta los estudios de Henry Darcy (1856)¹, que estableció una relación para fluidos incompresibles en un medio poroso, al aplicarse estos estudios a la industria petrolera la expresión de Darcy se expresa de la siguiente manera:

$$q = -\frac{KA}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (1)$$

Donde

q: es el gasto [cm³/s]

μ: Viscosidad del fluido [cp]

k: Permeabilidad [Darcy]

A: área transversal de la muestra [cm²]

$\frac{dp}{dx}$: Gradiente de presión en dirección del flujo $\left[\frac{\text{atm}}{\text{cm}}\right]$

Sin embargo la ley de Darcy es válida bajo ciertas condiciones las cuales son:

- Un medio homogéneo e isotrópico.
- El medio poroso debe estar saturado al 100% por un solo fluido de viscosidad constante.
- La temperatura debe ser constante.
- El flujo en el medio poroso debe ser laminar.

Sin embargo a esta ecuación se le hacen los ajustes necesarios tomando en cuenta las limitaciones mencionadas para poder utilizarla dentro de la industria petrolera, siendo así una de las ecuaciones básicas en la industria petrolera.

1.3.2 Permeabilidad de la fractura

Es la capacidad que tiene la fractura para permitir el paso de fluidos a través de ella (K_f). Lo que incrementa considerablemente la permeabilidad de la roca, debido a esto los yacimientos naturalmente fracturados presentan una mayor permeabilidad que los yacimientos sin fracturas.

El significado de las fracturas como medios para permitir el paso de fluidos se puede evaluar considerando una fractura simple con longitud (L) en una distancia dentro de la roca y usando la ecuación de hidrodinámica para flujo a través de placas paralelas.

$$q_f = \frac{w^3 h \Delta P}{12 \mu L} \quad (2)$$

h: altura o espesor de la fractura [cm]

w: ancho de la fractura [cm]

L: longitud de fractura [cm]

μ : viscosidad del fluido [poise]

ΔP : diferencial de presión [dinas/cm²]

1.4 Interacción Matriz-Fractura

La interacción entre la permeabilidad de la matriz y la permeabilidad de la fractura juega un papel importante en el flujo de hidrocarburo en los yacimientos fracturados. Es posible que la fractura tenga una buena permeabilidad, pero si la mayor parte de los hidrocarburos se encuentra en la matriz y no existe una buena comunicación entre la matriz y las fracturas no habrá flujo hacia el pozo o el flujo será muy bajo. En cambio si la permeabilidad de la matriz y la fractura tienen una buena comunicación el flujo del hidrocarburo a través del medio poroso es mejorado y por lo tanto la recuperación de hidrocarburos será mejor.

Por naturaleza el sistema Matriz-Fractura tiene una forma y distribución irregular. Para poder evaluar las características de la formación productora y la distribución de fluidos en el medio poroso es necesario idealizar a la formación productora de acuerdo a la estructura y a la comunicación entre la matriz y la fractura con el fin de desarrollar modelos analíticos que muestren el comportamiento de flujo que considere una distribución regular, uniforme de tal manera que la matriz del yacimiento pueda ser tratada como un grupo de bloques similares de baja permeabilidad separados por fracturas que puedan estar cerradas y/o mineralizadas o bien actuar como canales de flujo.

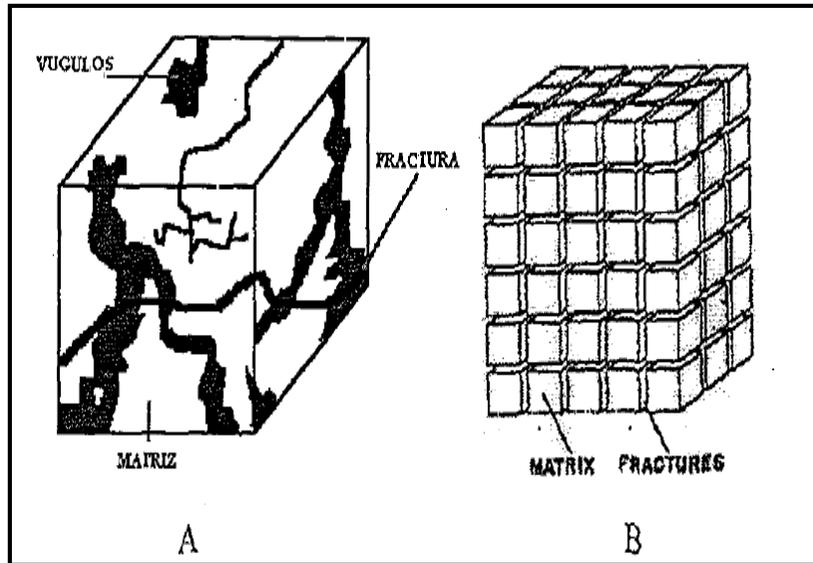


Figura 2 Idealización del sistema matriz-fractura A) caso real del sistema, B) idealización del sistema para simulación

Los núcleos proveen excelente información para determinar el tipo de interacción que puede darse entre la matriz y la fractura. Los efectos de las fracturas pueden cambiar a lo largo de la vida productiva del yacimiento, pues al principio parecen ser altamente productivos pero declinan rápidamente provocando que el yacimiento produzca prematuramente agua o gas, además las fracturas no siempre conducen fluido a menudo son barreras para el flujo.

1.5 Yacimiento naturalmente fracturado

Es el yacimiento que está compuesto por dos sistemas de porosidad (matriz y fractura) con redes de fractura de alta permeabilidad. El adjetivo fracturado hace referencia a la porosidad secundaria que se forma después de la depositación, como el fracturamiento o la aparición de fallas debido al sometimiento de la roca a esfuerzos de gran magnitud.

Debido a la red de fracturas que presentan este tipo de yacimientos las fracturas pueden presentar un efecto positivo o negativo sobre el flujo de los hidrocarburos por tal motivo es de gran importancia tener una buena caracterización de la red de fracturas y de la matriz, así como conocer la magnitud y dirección de los principales esfuerzos, azimut, echado, espaciamento y apertura de las fracturas con el objetivo de calcular la distribución de hidrocarburos entre la matriz y las fracturas así como la capacidad de flujo hacia los pozos.

Los yacimientos naturalmente fracturados difieren de los homogéneos en varios aspectos como el físico, geológico, sistemas de explotación y producción entre otros. Durante la exploración y producción de este tipo de campos se ha observado que el comportamiento de los yacimientos varía en función de la distribución de los fluidos, las características de la formación productora y

de la localización de las fracturas, en algunas ocasiones se observa que las fracturas tienen baja capacidad de almacenamiento y alta permeabilidad, en otros casos las fracturas solamente almacenan hidrocarburos y actúan como canales de flujo hacia el pozo productor. También se ha observado que la matriz no es muy permeable, debido a la compactación de la roca que está directamente relacionada a la rigidez y a la tendencia a la fractura, sin embargo su porosidad varía de valores altos a muy bajos.

Los yacimientos naturalmente fracturados se clasifican de acuerdo a la interacción que existe entre la porosidad y la permeabilidad relativas (en relación a la contribución entre ambas), tanto del sistema de fracturas como de la matriz. Por lo que se han identificado cuatro tipos de variación en los yacimientos naturalmente fracturados.

En los yacimientos tipo 1. La porosidad y la permeabilidad de la matriz son muy bajas por lo tanto las fracturas representan la porosidad y permeabilidad principales del yacimiento.

En los yacimientos de tipo 2. La matriz tiene baja permeabilidad, por lo tanto las fracturas proveen la permeabilidad principal del yacimiento.

En los yacimientos tipo 3. La matriz tiene alta porosidad y alta permeabilidad de manera que las fracturas aportan permeabilidad adicional al yacimiento.

En los yacimientos de tipo 4. Las fracturas no proveen porosidad ni permeabilidad adicional significativa al yacimiento, en este caso las fracturas suelen ser barreras para el flujo de hidrocarburos.

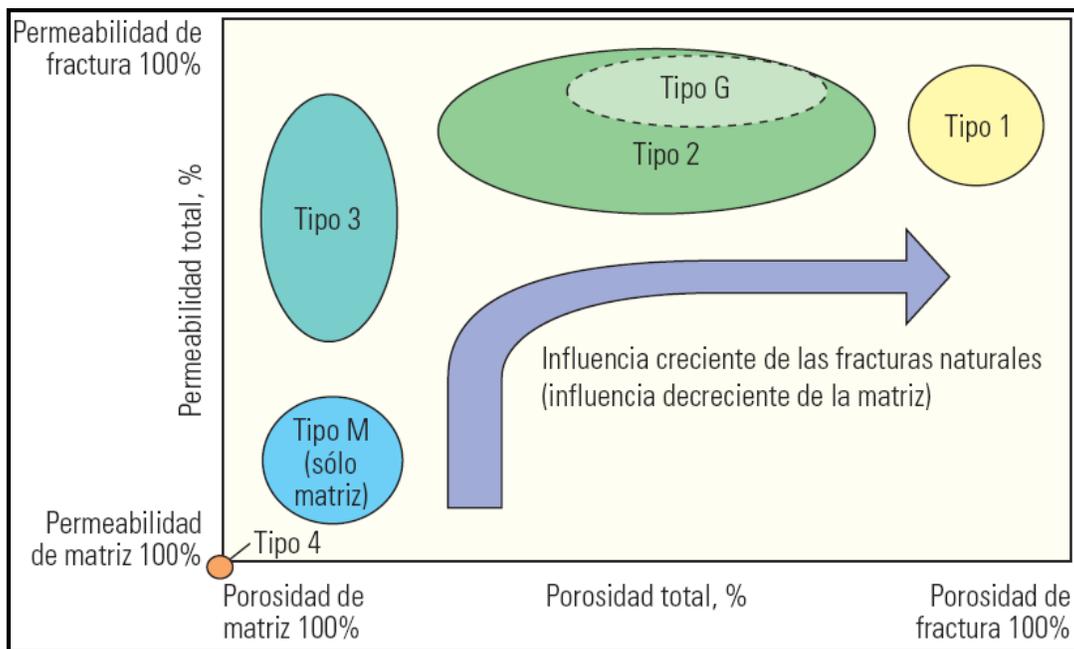


Figura 3. Diagrama de clasificación de yacimientos naturalmente fracturados

1.6 Espuma

Se define como una aglomeración de burbujas de gas separadas entre sí por una pequeña película de líquido llamada lamela, por lo que se considera un sistema coloidal, de acuerdo con el estado de agregación de las fases la espuma puede ser clasificada como:

1. Gas disperso en líquido (espuma, emulsión de gas).
2. Líquido disperso en gas (niebla, líquido en aerosol).
3. Gas disperso en sólido (espuma sólida).

Para la industria petrolera una espuma se define como una dispersión de gas en un líquido de manera tal que el líquido se encuentra interconectado formando una película delgada que separa las burbujas de gas. Por lo que el gas se considera una fase discontinua y el líquido una fase continua. La interacción entre el líquido y la burbuja de gas normalmente es inestable y puede romperse muy fácilmente por lo que se adiciona un surfactante al líquido que mejora la estabilidad de la espuma y de esta manera puede persistir por más tiempo.

Desde la perspectiva de yacimientos, las espumas pueden proporcionar un medio para controlar la alta movilidad y la baja densidad del gas, incluso puede reducir la canalización y anular la segregación gravitacional del gas.

La estructura general de una espuma se muestra en la figura 4 donde se observa la composición de la espuma, la cual está contenida por una capa de líquido en el fondo y por una fase gaseosa en la parte superior. Dentro de la región ampliada la fase de gas está separada por una capa delgada de líquido de dos interfaces dimensionales, sin embargo realmente no existe una superficie divisora entre el líquido y el gas por lo que el comportamiento de esta región interfacial es similar a dos fases superficiales dimensionales, a esta región que abarca la delgada capa de dos interfaces se conoce como lamela. La conexión de tres lamelas en un ángulo de 120° es referida como borde de Plateau.

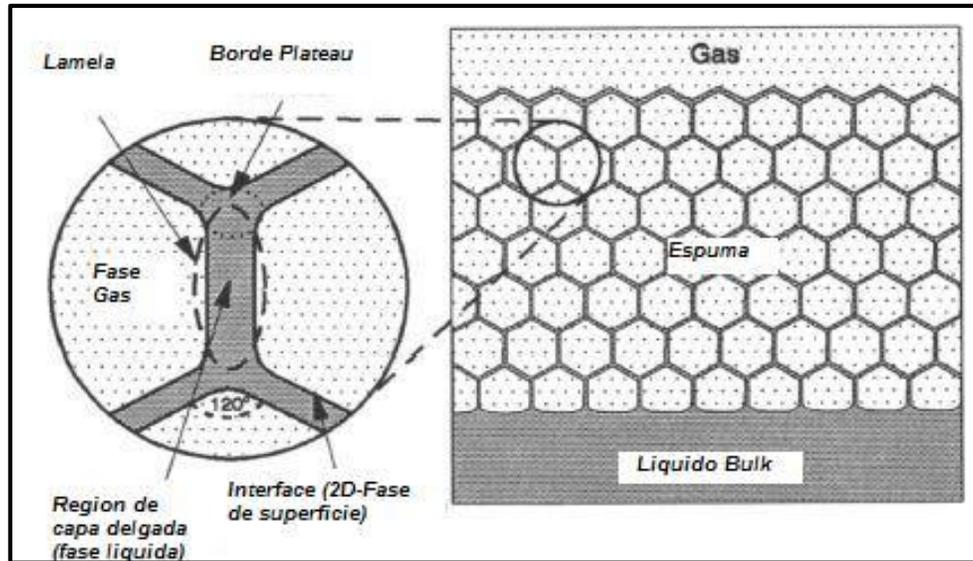


Figura 4. Estructura interna de una espuma

1.6.1 Estabilidad de la espuma

La mayoría de las espumas que tiene una estabilidad significativa contienen gas, líquido y un agente espumoso. Los agentes espumosos pueden estar compuestos por uno o más de las siguientes sustancias: Surfactantes, macromoléculas o sólidos divididos finamente. Los agentes espumosos son necesarios para reducir la tensión superficial, mejorar la estabilidad de la espuma y para formar una capa protectora en la superficie de la burbuja que evita la coalescencia con otras burbujas.

Un factor que puede afectar la estabilidad de la espuma es la temperatura, que ha sido estudiada en relación al proceso de inyección de espuma por Sharma y Shah (1983)². Durante el estudio se observó que la estabilidad de la espuma decrece con el incremento de la temperatura en un rango de temperatura de 20 a 40°C, sin embargo si a la espuma se adiciona un surfactante o una mezcla de surfactantes la estabilidad de la espuma es afectada a una temperatura de 40 a 80°C. Además al incrementar la temperatura el tamaño de la burbuja incrementa, haciendo que la espuma sea más estable.

Al comparar la estabilidad de una espuma que permanece estática con el comportamiento dinámico en el medio poroso, revela que la estabilidad de la espuma no es requerida para la eficiencia de desplazamiento del fluido o para la disminución de la movilidad del gas en el medio poroso. Por otra parte la habilidad de los surfactantes para generar espuma en el medio poroso es uno de los factores importantes para el desplazamiento de los fluidos.

La estabilidad de la espuma puede ser ilustrada como se muestra en la figura 5. La capa de líquido separa dos burbujas de gas en una sección transversal. Los hidrófilos del surfactante están orientados hacia el interior de la capa y los lopolitos en dirección a los vugulos de la fase gaseosa.

La presión en la fase gaseosa se asume constante debido a la baja densidad, si la espuma es estática o presenta una baja viscosidad en el movimiento.

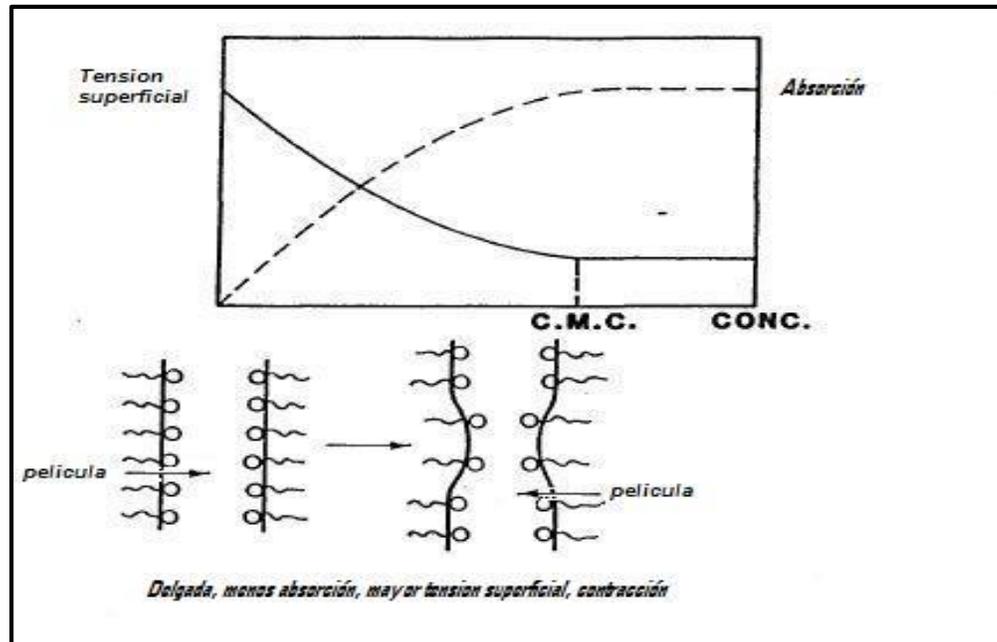


Figura 5. Tensión superficial y absorción del surfactante vs concentración de surfactante

Los factores que contribuyen a la estabilidad de la espuma son:

- Constitución de la doble capa de Gibbs.
- La repulsión eléctrica de las superficies cargadas por grupos ionizados del agente espumante que impide el adelgazamiento de la película.
- Los enlaces de hidrogeno que el agua forma con diferentes sustancias y que ligan todas las moléculas del líquido entre ellas.
- La viscosidad del medio líquido.
- La plasticidad y elasticidad de la película líquida, las cuales disminuyen la ruptura de la burbuja.
- Drenado gravitacional.
- Succión capilar.
- Elasticidad superficial.
- Viscosidad.
- Dispersión de la fuerza de atracción.

Todas estas fuerzas que se oponen a la ruptura de la espuma dependen de propiedades características de las capas superficiales y de las soluciones de los agentes de superficie que se sitúan en las dos superficies de contacto de las láminas y del gas.

1.6.2 Medición de la espuma

Físicamente la espuma está caracterizada por tres parámetros:

Calidad. Es el volumen de gas en una espuma expresado en porcentaje o como fracción del total del volumen de la espuma. La calidad puede variar con el decremento de temperatura y presión, e incrementa debido al carácter expansivo del gas, además el gas disuelto en la fase líquida puede volverse insoluble. La calidad de la espuma puede ser alta (hasta 97%) en muchos casos por lo que una espuma con una calidad mayor a 80% se considera una espuma seca.

Textura. Se llama textura al tamaño promedio de las burbujas que constituyen una espuma. El rango de la textura va desde el tamaño de un sistema coloidal de $0.01\mu\text{m}$ a 1mm . La textura determina la forma de fluir de la espuma a través de un medio permeable. Si el tamaño promedio de la burbuja es menor al diámetro del poro el flujo de la espuma será en forma de burbujas dispersas, si el tamaño promedio de la burbuja es mayor al diámetro del poro el flujo de espuma es similar a una progresión de capas o lamelas que separan individualmente las burbujas de gas.

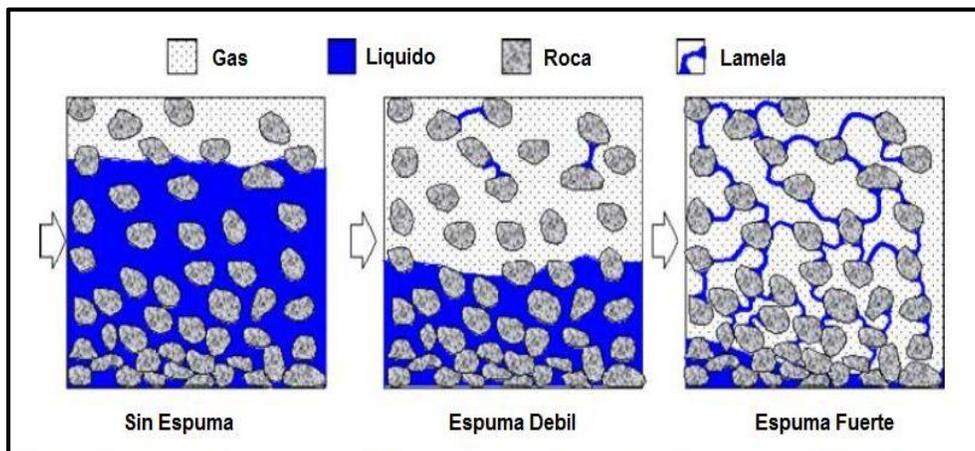


Figura 6. Flujo de espuma en el medio poroso de acuerdo a la textura.

Rango del tamaño de la burbuja. Una espuma con un rango de distribución de burbujas grandes tiende a ser más inestable, por lo que puede ser considerado como parámetro para medir la estabilidad de la espuma.

Estos parámetros son muy importantes en la clasificación de espumas, son los parámetros que se toman en cuenta para diseñar la espuma y que pueda cumplir su objetivo, así como son de importantes las propiedades de porosidad, tamaño de poro y distribución del tamaño de poro de la roca para poder clasificar al yacimiento.

1.6.3 Etapas de vida de una espuma

Es relativamente fácil diferenciar las tres etapas de vida de una espuma, las cuales toman en cuenta mecanismos y fenómenos físico-químicos, la primera etapa es la formación de la espuma la cual va de algunos segundos hasta algunos minutos, la segunda etapa es la maduración que toma en cuenta la transición de una espuma seca a una espuma húmeda y la tercera la persistencia de la espuma, cuya estabilidad de la película depende de las interacciones coloidales.

1.6.3.1 Formación de la espuma

Existen dos métodos para formar espumas. En el primero un gas previamente disuelto en un líquido se libera por un cambio físico por lo general en un descenso en la presión o aumento en la temperatura. En el segundo caso un aparato mecánico permite introducir burbujas de gas en el seno del líquido por medio de una agitación violenta o burbujeo. Dentro de esta primera etapa se encuentran algunos fenómenos físico-químicos que son esenciales para la formación de la espuma. Estos son:

Absorción del surfactante en la superficie gas-líquido (Tensoactividad). En esta parte las burbujas que se forman representan un aumento del gas superficial. Esta nueva superficie que se forma por agitación está disponible para que se produzca la adsorción de un surfactante, el cual ayudara a la estabilidad de la espuma.

Separación del gas por gravedad (Acumulación de burbujas). Una vez que las burbujas se forman estas se separan del líquido debido a la diferencia de densidad, sin embargo las burbujas quedan rodeadas por una pequeña capa de líquido, posteriormente las burbujas se aglomeran formando la estructura de la espuma.

Efecto Gibbs-Marangoni. Este efecto ocurre cuando una película de líquido gruesa se forma entre dos burbujas de gas las cuales se van acercando entre sí provocando que la película de líquido este expuesta a un esfuerzo de estiramiento en el cual el área superficial gas-líquido aumenta rápidamente provocando que la película se adelgace y que la tensión superficial aumente lo que genera un diferencial de presión entre la película de líquido y la interface, este diferencial de presión logra que el líquido se dirija hacia la película que se adelgaza haciendo que se vuelva a engrosar y evitando su ruptura.

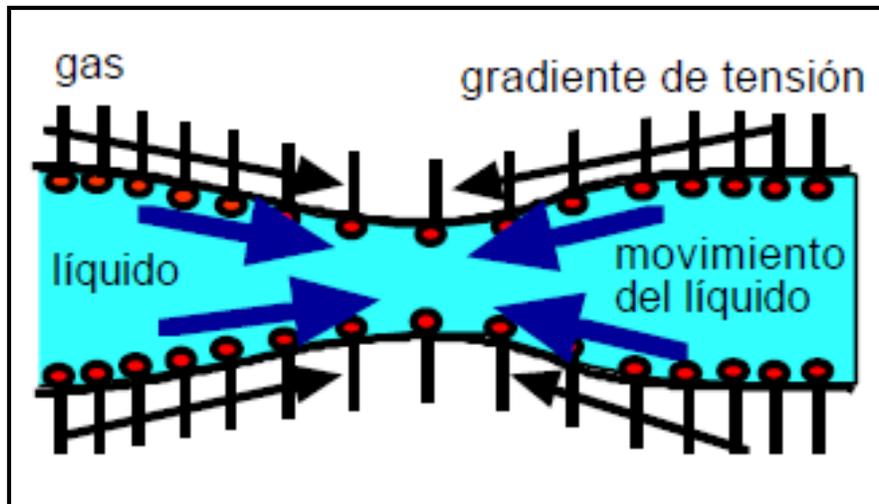


Figura 7 Efecto Gibbs-Marangoni

Máximo de espumabilidad en la concentración micelar crítica. El gradiente de absorción entre la película de líquido y la zona vecina se debe al gradiente de tensión superficial el cual depende del equilibrio entre la superficie de la burbuja y la fase líquida, de no haber un gradiente de absorción de surfactante la tensión superficial se parecería a la del agua pura ocasionando que la película de líquido no soportara la tensión y se rompiera, por lo tanto la espumabilidad aumenta a medida que la concentración de surfactante se incrementa.

Efectos Cinéticos. Sabiendo que algunos surfactantes se absorben más rápido, que ciertas micelas se degradan más fácilmente y que la formación de espuma depende de factores cinéticos es primordial usar surfactantes que tarden más en ser adsorbidos, es decir que el surfactante utilizado reduzca la tensión superficial de la película de líquido con el propósito de que se vuelva más elástica lo que permite que la espuma pueda resistir las interacciones mecánicas a la que es sometida y por lo tanto la espuma tendrá una mejor estabilidad.

1.6.3.2 Maduración de la espuma

Una vez formada la espuma inmediatamente sufre una degradación relativamente lenta a una escala de tiempo de algunos minutos a algunas horas, en este transcurso entran en juego diferentes mecanismos como la segregación, el drenaje gravitacional, la succión capilar y la difusión gaseosa intra-burbuja.

Segregación de burbujas y drenaje gravitacional del líquido. Durante los primeros instantes de la maduración de la espuma se produce una segregación gravitacional de las burbujas debido a la fuerza de empuje de las burbujas por la acción de la gravedad y de la tensión superficial, la razón es que el espesor de las películas de líquido entre las burbujas decrece hasta que las burbujas

alcanzan un espesor crítico y se rompen espontáneamente. Este fenómeno está directamente relacionado con la viscosidad de líquido.

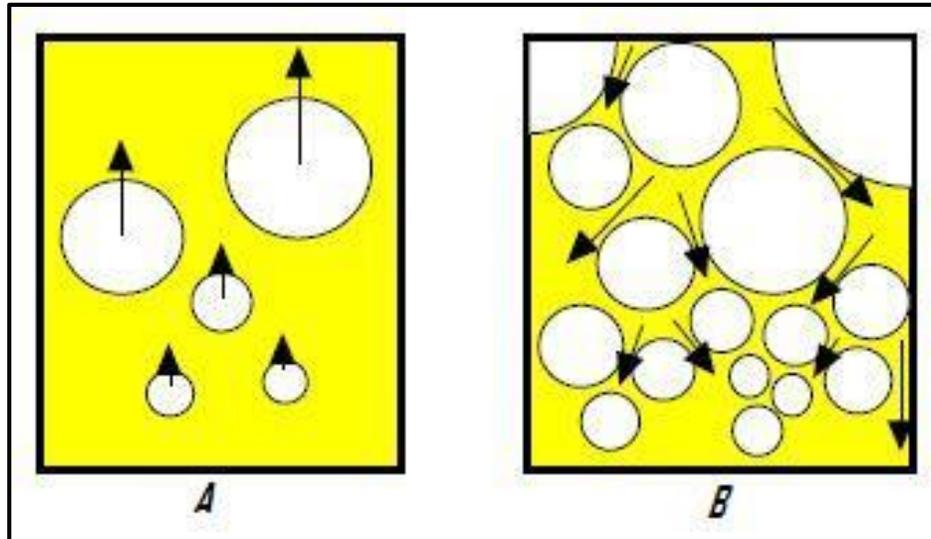


Figura 8 A) Segregación de las burbujas. B) Drenaje del líquido en la espuma húmeda

Succión capilar. La cantidad de líquido presente en la espuma disminuye rápidamente debido al drenaje, en esta etapa el contenido de líquido no excede el 10% y continúa disminuyendo ya que la diferencia de curvatura entre los bordes Plateau y la parte plana de las películas que de acuerdo a la ley de Laplace producen un gradiente de presión que desplaza el líquido del centro de las películas hacia los bordes de Plateau.

Difusión gaseosa intra-burbuja. Debido a la forma poliédrica de las burbujas las películas intra-burbujas se comportan como películas planas de poco espesor que a causa de la ley de Laplace la presión es mayor en las burbujas pequeñas que en las grandes, por tal motivo existe un gradiente de presión entre ambos lados de la película de líquido que induce una difusión gaseosa a través de la película provocando que las burbujas pequeñas desaparezcan.

1.6.3.3 Espuma persistente a películas delgadas

A medida que la película se adelgaza, la rapidez de drene disminuye de manera proporcional al cubo del espesor de la película e inversamente proporcional a la viscosidad del líquido y al área de la película, además el drene puede ser muy lento si el líquido contiene agentes viscosantes y si las burbujas son de gran dimensión. Los fenómenos que están presentes en la tercera etapa de la vida de una espuma son los siguientes:

Repulsiones (fenómenos estáticos). El primer tipo de fenómeno estático corresponde a la repulsión entre superficies, como la repulsión eléctrica que depende del movimiento de las capas eléctricas producidas por la adsorción de surfactantes iónicos. Existen otros tipos de repulsión como la repulsión estérica que se presenta entre las cadenas polieter de los surfactantes no iónicos o entre las partes hidrófilas de polímeros absorbidos.

Fenómenos dinámicos de la superficie. Existen fenómenos que no se producen si no hay un desplazamiento tangencial del líquido con respecto a la superficie de la burbuja, por ejemplo el drene de una película delgada donde la mayor parte del líquido puede estar muy cerca para interactuar con las moléculas que se encuentran adsorbidas, provocando que el desplazamiento del líquido afecte a las moléculas que ya han sido adsorbidas.

1.7 Uso de espumas en la industria petrolera

El uso de la espuma es una innovación en la industria petrolera con varias aplicaciones, desde ser un agente contra incendios hasta ser utilizado como fluido de recuperación en procesos de EOR. Una gran aplicación de la espuma es en la perforación, debido a sus propiedades reológicas, otra aplicación es en estimulaciones matriciales usada para desviar el ácido a zonas de menor permeabilidad y como fluido fracturante por su capacidad de transportar un agente apuntalante. Otros usos de la espuma en la industria petrolera son:

1. Estimulante para incrementar la producción de gas.
2. Reducir el corte de agua.
3. Reducir la movilidad del gas.
4. Evitar fugas de gas.
5. Procesos de recuperación mejorada de aceite.
6. Fluido de perforación (especialmente en operaciones de perforación bajo balance).
7. Fluido fracturante.
8. Como fluido para limpiar acuíferos contaminados por algún agente líquido.
9. Contra incendios.

El uso de 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. La espuma también puede usarse para aumentar la eficiencia de barrido en un yacimiento, canalización de gas y segregación gravitacional.

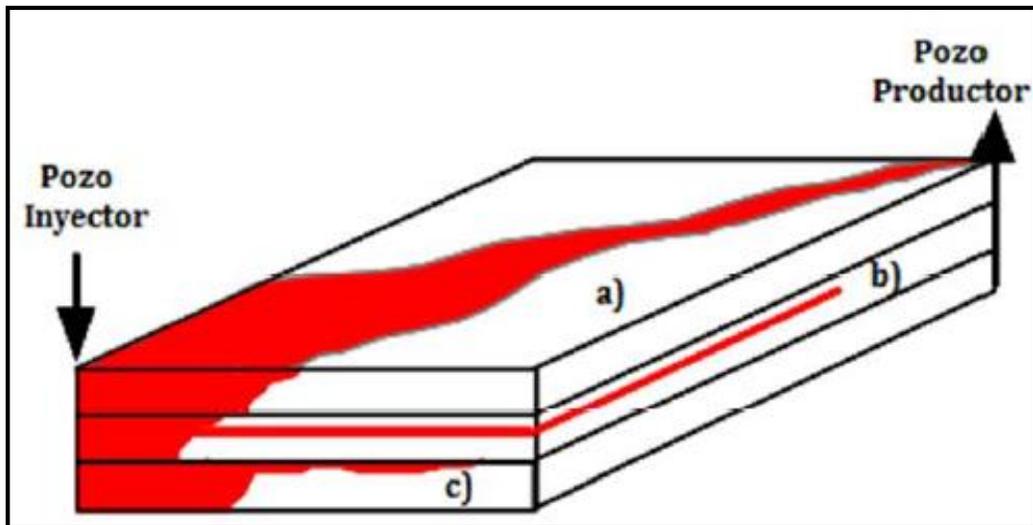


Figura 9 Control de movilidad del gas. a) Pobre eficiencia de barrido. b) Canalización de gas, c) Segregación gravitacional.

1.7.1 Razones para usar espuma en proyectos petroleros

Los polímeros solubles en agua con un alto peso molecular y con una particular hidrólisis son los más utilizados para proporcionar control de movilidad, además la eficiencia de barrido es mejorada con surfactantes y/o alcalino-surfactantes. La espuma ofrece la posibilidad de mejorar aún más la eficiencia de barrido especialmente en yacimientos heterogéneos, debido a la baja movilidad que presenta en zonas de permeabilidad alta en comparación con zonas de baja permeabilidad. A pesar de que el surfactante es necesario para generar espuma resulta ser más económico comparado con los polímeros debido a que la mitad o más del fluido inyectado es gas.

La razón para utilizar espuma para mejorar la eficiencia de barrido en los proyectos de recuperación mejorada que involucran inyección de gas, es porque la viscosidad de la espuma es mayor que la viscosidad efectiva del gas, por lo que representa un incremento en la resistencia al flujo de gas. Además la espuma puede resolver problemas como la canalización del gas y segregación gravitacional.

Un parámetro importante para el éxito de la espuma en proyectos petroleros es el surfactante el cual es seleccionado para cada yacimiento debido a las características de la generación de espuma que varían con la naturaleza de la roca y de las propiedades del yacimiento como la temperatura, la presión y la composición de los fluidos del yacimiento.

1.7.2 Espumas utilizadas en la industria petrolera

Las principales clases de espumas usadas en la industria petrolera, de acuerdo a los problemas a resolver que se tengan en el yacimiento son tres.

- ❖ Espumas de control de movilidad del gas (MCF, por sus siglas en ingles).
- ❖ Espumas de bloqueo o desvió (BDF).
- ❖ Espumas de control de la relación Gas-aceite (RGA).

Las espumas se pueden inyectar cerca del pozo productor como las espumas tipos RGA o cerca del pozo inyector como las espumas MCF y BDF. El modo en que las espumas son desplazadas dependerá de la naturaleza del problema y del yacimiento.

Rossen (1994)³ propone solo dos clases de espumas con las siguientes características, en donde no se considera la espuma para controlar el RGA.

PROCESOS	OBJETIVOS	NECESIDADES
Taponamiento	Taponar capas barridas o invadidas por gas del pozo inyector.	<ul style="list-style-type: none"> • Espumas que bloquen 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. • Bloqueo selectivo con espumas.

Tabla 1 Clases de espumas propuestas por Rossen

1.8 Criterios para la aplicación de espumas.

La principal problemática que presentan los pozos de petróleo es la presencia de gas (gas hidrocarburo, gas liberado, gas de algún proceso de recuperación mejorada o secundaria, o Sulfhídrico), además la heterogeneidad de los yacimientos, la baja densidad del gas, los efectos gravitacionales y la alta movilidad del gas causan una baja eficiencia de barrido de aceite. Por tales motivos la espuma puede ser utilizada para disminuir la movilidad del gas, mejorar la eficiencia de barrido, controlar el flujo de gas en zonas con una alta permeabilidad, controlar la RGA, y la conificación del casquete de gas.

Los factores más importantes que son tomados en cuenta para la aplicación de espumas son:

- a) Forma en la que la espuma se desplaza. (Tipo de inyección).
- b) Presión del yacimiento.
- c) Permeabilidad.

Además la espuma puede ser aplicada después de un proceso de recuperación mejorada, incluso puede ser inyectada después de una inyección de gas hidrocarburo en donde se pueden presentar problemas de canalización y segregación de gas, por lo que la espuma es una alternativa para solucionar problemas relacionados con el exceso de gas en los yacimientos.

1.8.1 Formas de implementación

Actualmente existen varias consideraciones que deben hacerse antes de inyectar espuma, estos criterios cambian de acuerdo al punto de vista de los autores. Por ejemplo Rossen propone dos pasos para el diseño de proyectos que involucran la inyección de espuma.

Primer paso: Caracterizar el campo y los problemas de eficiencia de barrido.

Segundo Paso: Determinar el objetivo del proceso. Una consideración importante es determinar si el objetivo es tener un retorno económico inmediato o recopilar información para futuras aplicaciones.

Por otra Parte Turta y Singhal (1998)³ proponen tres puntos para la aplicación de espuma los cuales son:

- ❖ Identificar el tipo de problema a resolver.
- ❖ Verificar si la espuma debe ser aplicada en pozos productores o inyectores.
- ❖ La espuma aplicada como un agente de control de movilidad debe ser para pozos inyectores.

1.8.2 Métodos de inyección

La forma de inyectar espuma está fuertemente ligada a su formación, a la interpretación de los cambios de presión y a la movilidad de la espuma en diferentes secciones del medio poroso. De acuerdo al sitio en el que se genera la espuma existen tres tipos de inyección:

-  Espuma preformada.
-  Espuma de Co-inyección.
-  Espuma SAG (surfactant alternating gas).

La espuma de Co-inyección es Generada in-situ, la peculiaridad de este tipo de inyección es que el surfactante puede ser inyectado de forma independiente o junto con algún líquido, además el líquido y gas pueden ser inyectados al pozo por tuberías diferentes.

Aunque en este tipo de inyección la espuma formada bloquea el medio poroso igual que las espumas preformadas, su factor de reducción de movilidad no es tan alto en la región de entrada al medio poroso ya que la generación a gran escala de la espuma se presenta a una distancia alejada de la entrada a la formación.

La forma de inyección para generar la espuma está en función del problema a resolver, la lejanía del objetivo, del gas utilizado, de la infra estructura disponible, entre otros. La figura 10 muestra un esquema del procedimiento para determinar el modo de inyección de la espuma basada en cuatro parámetros: Definición del problema, distancia deseada de la propagación de espuma, presión del yacimiento y permeabilidad.

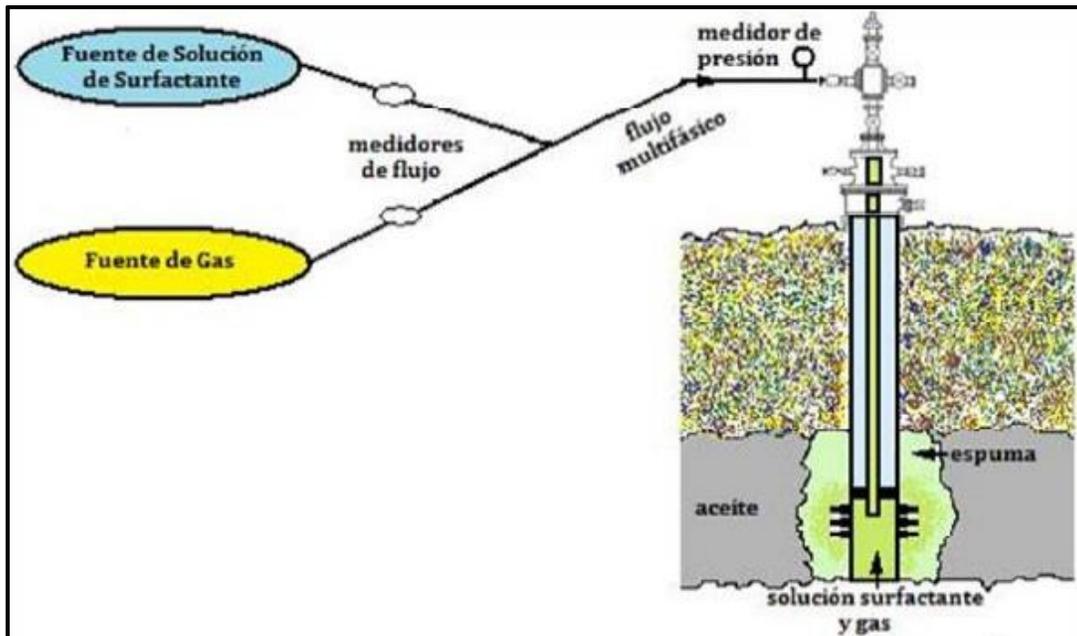


Figura 10 Inyección de espuma mediante el proceso de co-inyección.

El esquema de selección (figura 11) considera dos clases de espuma; para control de movilidad y para bloqueo y/o desvío. Todos los diseños de las aplicaciones de espuma en campo deben basarse en pruebas de laboratorio que se hayan realizado a condiciones de yacimiento. Sin embargo si las condiciones del yacimiento en el que se aplicara la espuma no coincide con los criterios propuestos, pueden hacerse pruebas de laboratorio y definir si bajo las condiciones que se tengan la inyección de espuma puede ser factible. Estas diferencias entre el criterio del esquema y las que se pueden tener en campo puede deberse a que el esquema está basado en la

coincidencia de parámetros de la mayoría de las aplicaciones exitosas de espumas en campo y no de la totalidad de proyectos.

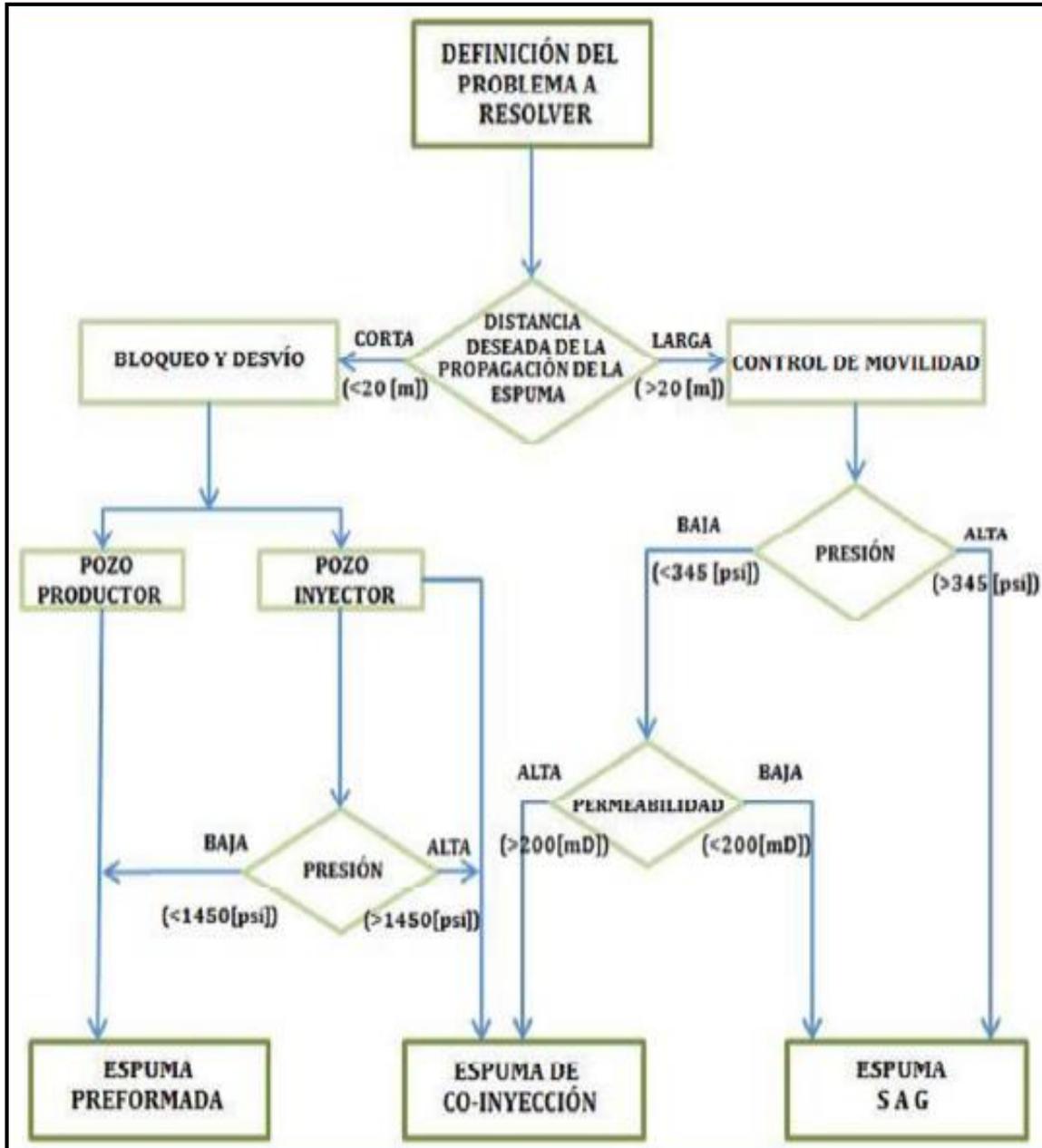


Figura 11 Diagrama de criterio de escrutinio para la aplicación de espuma en yacimientos.

CAPITULO II

2. USO DE ESPUMAS PARA CONTROL DE MOVILIDAD DE GAS

2.1 Flujo de fluidos en Yacimientos naturalmente fracturados

El flujo en fracturas aún sigue sin ser claro, la manera más simple de describir el flujo en una fractura es usando la ley de Poiseville y con la ley de Darcy a través de platos paralelos, además de considerar que los valores de permeabilidad son función del espesor de la fractura resultando la siguiente ecuación.

$$k = \frac{H^2}{12} \quad (3)$$

Donde

H es la brecha entre las paredes de la fractura [cm].

K: permeabilidad [Dary].

El flujo en una fractura simple puede describirse usando la ecuación de Navier-Stokes, sin embargo debido a la complejidad de esta ecuación es común usar suposiciones para determinar el flujo en una fractura.

Algunas de las suposiciones son que las condiciones de aceleración en la ecuación de Navier-Stokes pueden ser descartadas solo si el números de Reynolds es menor a 10. Otra simplificación es remplazar la ecuación de Stokes por la ley cubica local la cual establece que el flujo volumétrico en la fractura es proporcional a la apertura de la fractura que el flujo es darciano y que la fractura es suave y paralela (ecuación 4).

$$q = \frac{ge^3}{12v} J \quad (4)$$

Donde:

g: es la aceleración de la gravedad [m/s²]

e: es la abertura promedio de la fractura [m]

v: es la viscosidad cinemática [m/s]

2.2 Flujo de espuma en yacimientos naturalmente fracturados

La espuma puede ser dividida en dos grupos: espuma bulk y espuma en medios porosos. La espuma bulk se presenta cuando el medio en el cual está contenida es mucho mayor que las burbujas individuales las cuales son relativamente pequeñas en comparación con los canales de flujo, además la velocidad tanto de la fase líquida como de la fase gaseosa son muy similares por lo que la espuma bulk puede considerarse como una fase homogénea simple.

En el medio poroso el tamaño de la burbuja de gas está limitado por el tamaño del poro y su comportamiento es caracterizado por la distribución del tamaño de la garganta de los poros. La espuma está presente como una fase discontinua en donde las burbujas de gas son separadas una de otra por la lamela, por lo tanto el gas y el líquido fluyen por canales diferentes, el gas fluye por los poros grandes mientras que el líquido fluye a lo largo de la superficie de la roca y a través de la red de lamela, además la espuma no se comporta como una fase homogénea ni continua.

2.2.1 Flujo de espumas a través de medios porosos.

En el medio poroso el flujo de la espuma es caracterizado por la localización de la fase mojante y no mojante en el poro como se observa en la figura 12. La fase no mojante reside en la porción central de los poros grandes, mientras la fase mojante reside en las esquinas de los poros ocupados por gas y en las delgadas capas de flujo que recubren el poro.

Las burbujas de la espuma en el medio poroso normalmente son más largas que los poros. Si las burbujas son más pequeñas que los poros existentes las burbujas podrían unirse rápidamente en burbujas más grandes debido a la difusión de gas hasta que el tamaño de las burbujas sea igual al de los poros, lo que provoca que existan menos lamelas por unidad de longitud en el medio poroso.

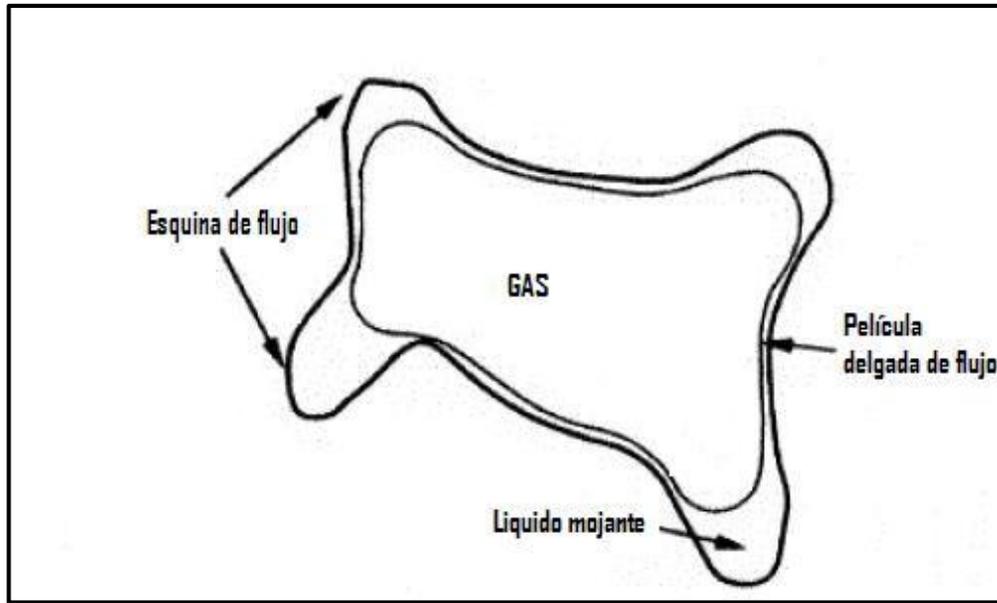


Figura 12 Distribución de los fluidos mojantes y no mojantes dentro del poro.

En un medio poroso mojado por agua, el agua ocupa los poros más pequeños y el gas ocupa los poros más largos sin importar si hay o no espuma. Sin embargo durante el flujo de espuma solo una fracción de gas fluye como una fase continua o discontinua el resto permanece atrapado. A medida que la espuma fluye a través del medio poroso las lamelas y las burbujas sufren contracciones y expansiones provocadas por la diferencia de diámetro con respecto a la garganta de los poros.

En el flujo continuo de gas en el medio poroso contiene algunos canales ininterrumpidos por la lamela, en tanto en el flujo discontinuo de gas la fase entera es discontinua debido a la lamela. La espuma discontinua es usualmente asociada con la resistencia de una espuma fuerte. Los tipos de canales pueden estar presentes en el medio poroso durante el flujo de espuma. Figura 13.

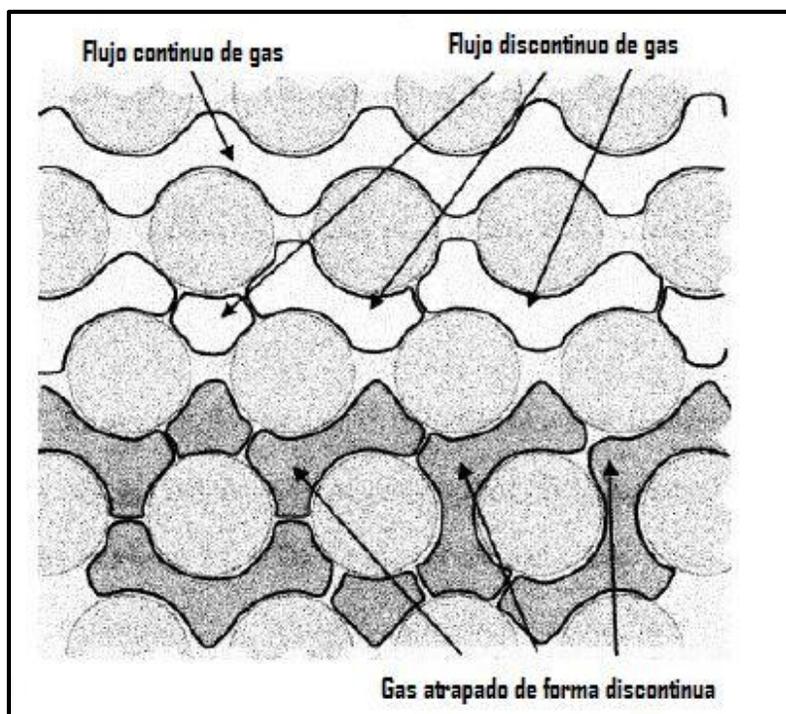


Figura 13 Esquema de los canales de gas continuo y discontinuo en el medio poroso

Para que la espuma fluya a través del medio poroso es necesaria la existencia de un gradiente de presión mínimo que haga que las lamelas se desplacen desde la garganta de poro y fluya a través del medio poroso. Se cree que dentro del medio poroso la espuma no se comporta como una sola fase sino que el gas y el líquido se separan y solo una pequeña cantidad de líquido viaja con la fase gaseosa en forma de lamelas.

Dentro del medio poroso las burbujas son tan largas como los cuerpos de los poros, esto se debe probablemente al mecanismo de difusión del gas a través de la película de líquido lo cual elimina rápidamente las burbujas de diámetro menor que el poro y por consiguiente las espumas en el medio poroso se propagan como un tren de burbujas separadas por películas de líquido.

2.2.2 Espuma Bulk en fracturas

Cuando una espuma está contenida en un recipiente cuyas dimensiones son mucho más grandes que una burbuja se dice que la espuma es una espuma bulk. Birkerman (1973)⁴ definió la espuma bulk como una aglomeración de burbujas de gas separadas entre sí por una película delgada de líquido llamada lamela y un borde plateau (figura 14), la cual es estabilizada por la presencia de moléculas de surfactante. Las espumas bulk no son térmicamente estables y desaparecen cuando la lamela se rompe por la presión capilar alta o debido a la difusión de gas a través de la lamela causando que las burbujas pequeñas se encojan hasta romperse.

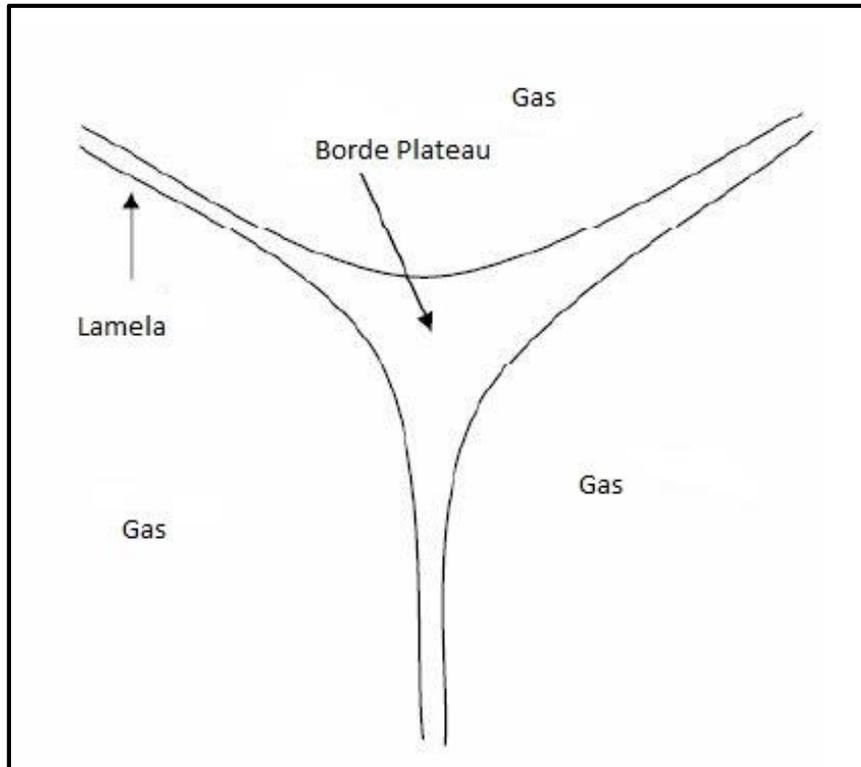


Figura 14 Esquema de tres burbujas formando el borde plateau.

La diferencia entre la espuma bulk y la espuma que se encuentra en el medio poroso es que el comportamiento y características reológicas cambian cuando están en un medio u otro. En la industria petrolera la espuma bulk es extensamente usada en la perforación, fracturamiento y cementación.

La espuma bulk se puede tratar como un medio homogéneo no newtoniano pues no exhibe una relación directa entre la velocidad y el esfuerzo de corte, en donde la velocidad del gas es semejante a la velocidad del líquido. Sin embargo 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 se deben conocer las siguientes características:

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

Además se asume que la espuma bulk fluye como bache, en este caso la resistencia es función del perímetro humedecido de la lamela que toca la pared capilar. Este tipo de espuma puede ser tratada como una fase homogénea simple con velocidad similar a un líquido o un gas.

En la espuma bulk el espesor de la lamela es causado por la presencia de un surfactante el cual es dominado por la presión capilar a través de la disociación de la presión (repulsión entre superficies

opuestas a la lamela) como se muestra en la figura 15. En el equilibrio la presión de disociación es igual a la presión capilar, sin embargo si la presión capilar es alta causa que la lamela sea delgada. La estabilidad de la película puede incrementarse por el aumento de la presión capilar incluso puede ser llamada presión capilar crítica debido a la desaceleración del drenado o por la espuma estable a pequeñas turbulencias mecánicas. La presión capilar crítica puede cambiarse ajustando el tipo y concentración de surfactante, salinidad, temperatura etc. sin embargo en la espuma bulk más allá de la concentración micelar crítica aun incrementando la concentración de surfactante no mejora mucho la estabilidad de la espuma.

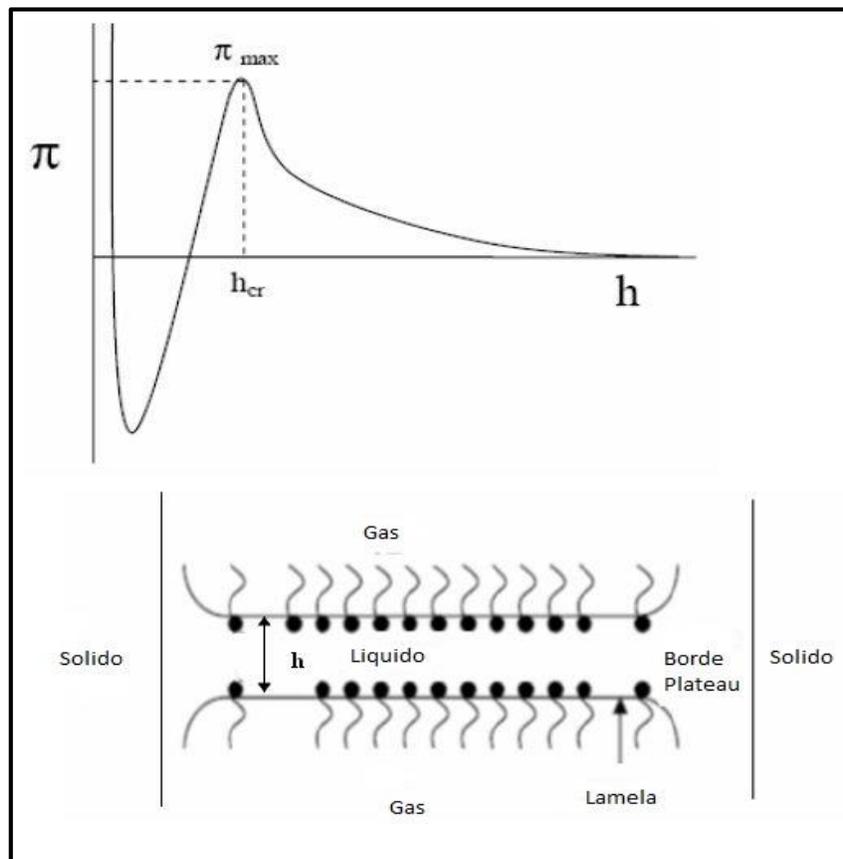


Figura 15 Repulsión entre superficies opuestas a la lamela causadas por un surfactante y estabilidad de la película de líquido

2.2.3 Transporte de la espuma a través del medio poroso

Las operaciones de recuperación mejorada de aceite se ven afectadas debido a la baja eficiencia de barrido de los gases que se inyectan a las formaciones ya que los gases generalmente presentan una movilidad alta. Por esta razón es importante introducir el concepto de movilidad

(λ_i), el cual relaciona la velocidad superficial de la fase (i) con el gradiente de presión tanto para fluidos newtonianos como para no newtonianos según la ecuación 5.

$$\vec{u} = -\lambda_i * \nabla P \quad (5)$$

donde:

\vec{u} : Velocidad superficial de la fase [cm/s]

λ_i : movilidad de la fase [Darcy/cp]

∇P : Gradiente de presión [atm/cm]

Para fluidos newtonianos la movilidad de la fase (i) será el producto de la permeabilidad del medio poroso y la permeabilidad relativa, dividida por la viscosidad de la fase. Mientras que para un fluido no newtoniano esta propiedad no puede ser calculada a partir de estas tres propiedades, ni se pueden despreciar los efectos del gradiente de presión.

Para una espuma discontinua de determinada textura que fluye a través del medio poroso es necesario un gradiente mínimo de presión por debajo del cual el flujo de la fase gaseosa estaría bloqueado por las lamelas estacionarias. Este gradiente de presión mínimo está relacionado con la caída de presión promedio a través de las lamelas y con el número de lamelas por unidad de longitud. Adicionalmente el diferencial de presión promedio es proporcional a la relación entre la tensión superficial y el radio del cuello de poro según la ecuación 6.

$$\nabla P^{min} = (\Delta P^{prom} * n_l) \approx \frac{\gamma * n_l}{R_c} \quad (6)$$

∇P^{min} : Gradiente de presión mínimo [atm/cm]

ΔP^{prom} : Diferencial de presión promedio [atm]

n_l : número de lamelas por unidad de longitud.

γ : tensión superficial.

R_c : Radio del cuello del poro [cm]

La ecuación 6 permite inferir que la movilidad de la espuma a través del medio poroso será controlada por la textura o el número de lamelas por unidad de longitud. A medida que la textura de una espuma es más fina la viscosidad aparente incrementa y al fluir a través del medio poroso provoca que la movilidad de la espuma disminuya, esto ocurre debido al número de lamelas en el medio poroso el cual aumenta a medida que la textura es más fina.

La textura es un factor fundamental que afecta la movilidad de la espuma para comprobar esto Fall y colaboradores (1989)⁵ estudiaron el flujo de una espuma cuya textura era conocida dentro del medio poroso. En este estudio se pudo observar que a bajos gradientes de presión gran parte

de la celda estaba llena con burbujas y la espuma fluía en forma de tren a través de un solo camino. Con esta investigación se mostró que existía un gradiente de presión mínimo por debajo del cual la espuma no podía fluir y el número de caminos por donde fluía aumentaba con el incremento del gradiente de presión hasta un punto donde la espuma podía fluir a través de todo el medio poroso, además la textura de la espuma cambia de manera incontrolable, excepto a valores bajos y altos de gradientes de presión. En otros estudios en los cuales la textura no era un parámetro controlado se observó que la espuma se comporta como un fluido pseudoplástico lo cual probablemente es un reflejo de los cambios en la textura como consecuencia de las variaciones de velocidad a través de los poros.

2.3 Caracterización de la espuma

La espuma puede caracterizarse en diferentes formas, visualmente la espuma puede tener diferentes tamaños, densidad de la burbuja y espesor de la lamela. La estabilidad de la espuma es otra manera de caracterizar a la espuma. En un medio poroso la espuma es caracterizada a menudo por la restricción al flujo. Si dos o más fluidos inmiscibles están fluyendo simultáneamente a través del medio poroso como la espuma la permeabilidad relativa para cada fluido es necesaria para describir el flujo, la ley de Darcy puede ser usada para calcular el flujo de cada fluido.

$$Q_i = \frac{Akk_{ri} \Delta P_i}{\mu_i \Delta L} \quad (7)$$

Donde:

Q_i : es el gasto de inyección de la fase i [cm^3/s]

A : es el área [cm^2]

K : es la permeabilidad [Darcy]

K_{ri} : es la permeabilidad relativa por fase

μ_i : es la viscosidad para la fase i [$\text{pa}\cdot\text{s}$]

ΔP : es la diferencia de presión a través del medio poroso para la fase i [pa]

ΔL : es la longitud del medio poroso [cm].

En la espuma el término “ i ” es gas o líquido. Esta ecuación asume un flujo horizontal, lineal e isotermal y no considera los efectos de la gravedad.

2.4 Efecto de la permeabilidad de la fractura⁶

Yan y colaboradores (2006) encontraron que el flujo de espuma puede ser de las fracturas gruesas a las delgadas debido al incremento en la viscosidad aparente, además el flujo fraccional de gas se incrementa en las fracturas más gruesas.

Yan, W. Hirasaki y colaboradores (2002) estudiaron la viscosidad aparente que incrementa por el espesor de la fractura indicando que la espuma puede desviar el flujo hacia las fracturas más delgadas debido al número de lamelas por unidad de longitud, que es el principal factor que afecta la viscosidad de la espuma en fracturas uniformes.

2.4.1 Permeabilidad relativa del gas en espumas

La fracción del espacio poroso por donde fluye el gas es llamada fracción del gas fluyendo (X_{gr}), y puede ser afectada por muchos factores como la textura de la espuma, geometría del poro, gradiente de presión mínimo, etc. Para espumas de gas continuo los efectos son únicamente en la reducción de la permeabilidad relativa al gas. A mayores valores de la fracción de gas fluyendo existe menor espacio poroso que es bloqueado por lamelas estáticas por lo que la movilidad del gas es mayor, pues el grado de tortuosidad disminuye.

La permeabilidad relativa al gas es reducida cuando:

- i. La presencia de la espuma de gas discontinuo que reduce la fracción del gas fluyendo.
- ii. La espuma está en transición de una espuma de gas continuo a una de gas discontinuo.
- iii. La espuma causa el entrapamiento del gas existe.

2.5 Generación de Espumas en un medio poroso

Un método preferente de generación de espuma es el in-situ dentro del mismo yacimiento compuesto por la inyección de un bache acuoso cuyo volumen varía entre el 1 y 90% del volumen poroso seguido por un bache de fluido desplazante. El tamaño del bache de fluido desplazante es dictado por el tamaño del yacimiento, el espacio del pozo, la saturación del fluido y las propiedades de la roca. El fluido desplazado puede ser una mezcla de CO₂, nitrógeno, aire, metano, etano, propano, butano, sulfuro de hidrogeno, gas de combustión o de vapor de escape.

El equipo superficial requerido se compone principalmente por tres fuentes agua, surfactante y gas y por dos ramales, uno para el flujo de líquido (mezcla de surfactante y agua) y otro para el flujo de gas. Figura 16.

En la figura 16 se muestra la configuración del flujo de líquido y gas para la formación de espuma en superficie con la línea punteada y con las líneas solidadas se representan los ramales para una formación de espuma dentro del pozo y en la formación.

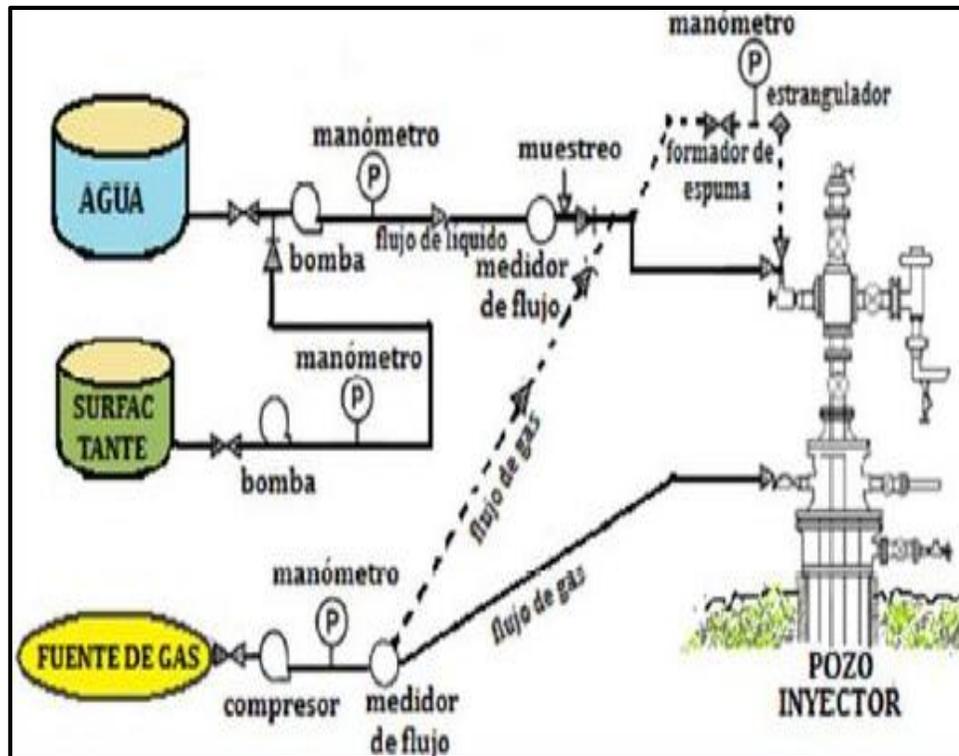


Figura 16. Equipo superficial para la inyección y generación de espumas.

Actualmente existen tres mecanismos de formación de espumas a nivel de poro los cuales son SNAP-OFF, DIVISION DE LA MELAS Y LEAVE-BEHIND.

2.5.1 SNAP-OFF

Es muy común que ocurra cuando existe flujo multifásico en el medio poroso, con o sin la presencia de algún surfactante.

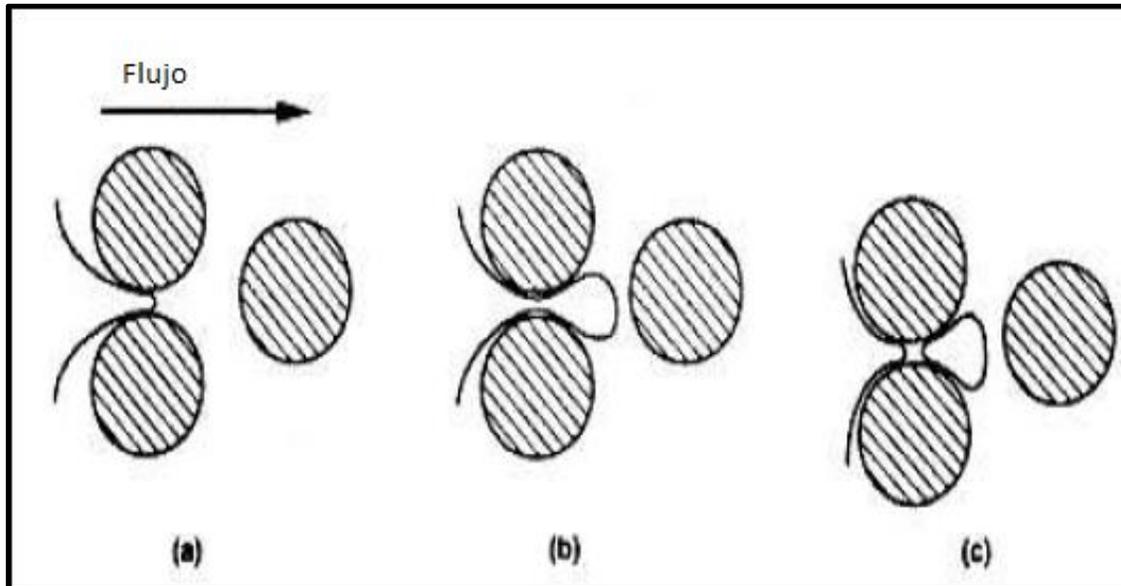


Figura 17 Mecanismo de generación de lamela Snap-off. a) Entra el gas y el poro se llena de líquido, b) La película de líquido se hincha y forma un puente en la garganta del poro, c) El proceso es repetido después del snap-off

En el mecanismo "SNAP-OFF" el flujo de gas entra a la garganta de poro y es cubierta por líquido en ese momento la curvatura de la interface y la presión capilar se encuentran en equilibrio. Conforme la burbuja pasa a través de la garganta del poro la curvatura y la presión capilar en el frente de la burbuja disminuye con la expansión de la interface, posteriormente se genera un gradiente de presión el cual empuja al líquido del poro hacia la garganta de este donde se acumula en forma de anillo la cual rodea la burbuja del gas.

Sin embargo existen algunas condiciones para que este método funcione:

- ❖ Debe haber una cantidad suficiente de la fase mojante.
- ❖ La presión diferencial en la interface, en la garganta del poro y la presión del líquido en la garganta debe ser menor que en la superficie original.

En general la presión capilar de la superficie principal debe ser menor que el valor al cual el mecanismo genera una nueva lamela. La relación de presiones dependerá de la geometría de la garganta de poro y de la mojabilidad. Para poder disminuir la presión capilar de forma que se pueda presentar este mecanismo el cuerpo del poro debe tener un diámetro aproximadamente dos veces mayor que el de su garganta.

2.5.2 DIVISION DE LAMELAS

Para utilizar este mecanismo de generación deben cumplirse dos condiciones:

- Debe existir al menos una lamela.
- El gradiente de presión debe ser suficientemente grande para poder mover dicha lamela.

En este mecanismo la lamela se encuentra en movimiento y al encontrar un punto donde el flujo se ramifica en dos direcciones la lamela puede dividirse y fluir por ambas direcciones. Los parámetros más importantes que se deben considerar para este mecanismo son:

- El gradiente de presión.
- Geometría del poro.
- Tamaño de la burbuja (El cual debe ser mayor que la garganta del poro para que la lamela cruce el espacio poroso).

De no cumplirse las condiciones anteriores la burbuja sólo fluirá a través de uno de los dos puntos de ramificación. Sin embargo cuando el flujo de las lamelas es rodeada por una lamela estacionaria la división de las lamelas no sucede debido a que la lamela sin movimiento actúa como una pared la cual provoca que no haya una ramificación del flujo.

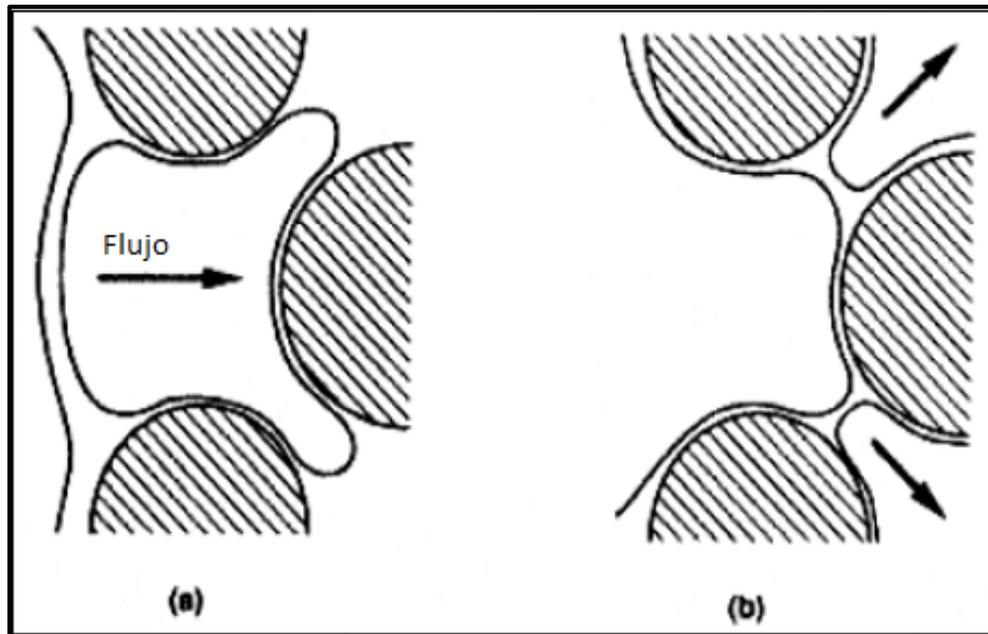


Figura 18 Mecanismo de generación de lamela, "división de lamela". a) La lamela se extiende hasta un punto de ramificación, b) Se forman dos lamelas.

2.5.3 MECANISMO LEAVE-BEHIND

A diferencia de los otros dos métodos que generan espumas fuertes, este mecanismo genera espumas débiles. El método consiste en invadir un medio poroso saturado de líquido con dos

flujos de gas por lo que se crea una lamela en la garganta entre los poros cuando los dos fluidos entran por direcciones diferentes y paralelas se forma una lamela en la garganta entre los poros.

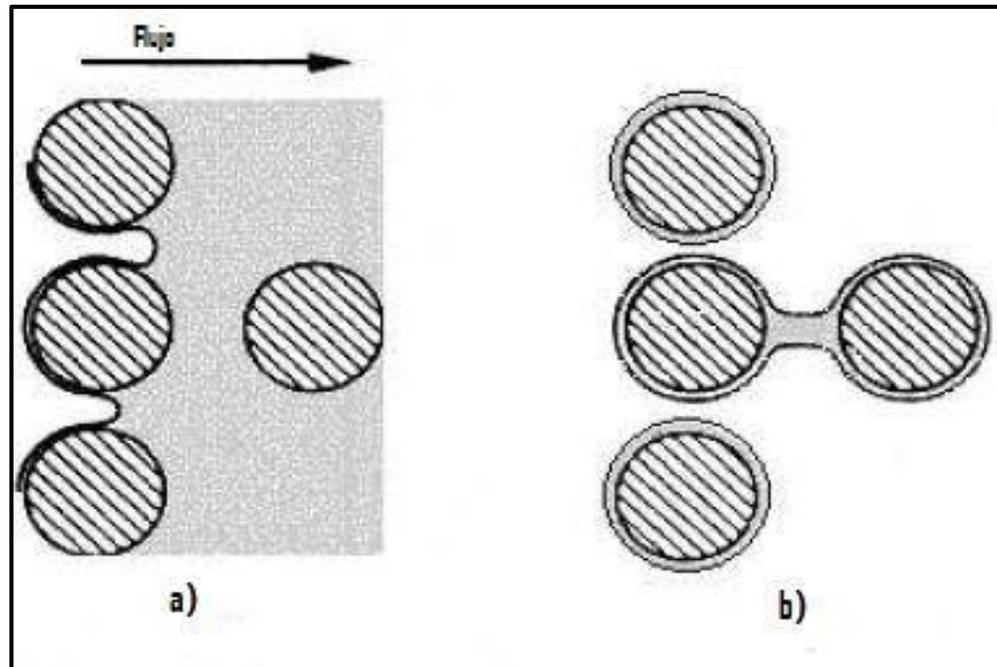


Figura 19 Mecanismo de generación de lamela Leave-Behind. a) La fase no mojanante comienza a desplazar la fase mojanante, b) Los residuos de la fase mojanante hacen un puente con los poros cercanos creando una lamela paralela al flujo

El número de las lamelas que se pueden crear por este método es grande. El hecho de que la movilidad del gas mediante este mecanismo es alta significa que muchas de estas lamelas pueden ser destruidas en el proceso de drene debido al flujo mojanante que es desplazado mediante la inyección de un no mojanante, aunque este medio sea el único mediante el cual la espuma se puede generar.

2.6 Reología de la espuma

Debido a las propiedades de la espuma es difícil identificar el comportamiento reológico de la misma pues realmente es un sistema de dos fases, la dispersión de burbujas de gas en una fase líquida. La fase gaseosa es discontinua y compresible mientras la fase líquida es continua e incompresible.

Es conveniente tratar a la espuma como una fase continua ya sea incompresible o ligeramente compresible. Sin embargo esto es una simplificación de la situación real pues en un análisis

matemático riguroso del flujo de espuma incluso en geometrías simples se vuelve complejo para ser usado, por ejemplo un modelo matemático para un caso de estado isotermal y flujo laminar de una espuma compresible requiere la solución de una pareja de ecuaciones diferenciales parciales volviendo la ecuación un ciclo.

Sin embargo es común tratar a la espuma como un fluido de fase simple aplicando las ecuaciones apropiadas para un flujo incompresible. Un modelo reológico general fue sugerido por Herschel-Bulkley (1926)⁷:

$$\tau = \tau_0 + K\dot{\gamma}^n \text{ si } \tau > \tau_0 \quad (8A)$$

$$\dot{\gamma} = 0 \text{ si } \tau < \tau_0 \quad (8B)$$

Donde:

τ = esfuerzo cortante, [pa]

τ_0 =esfuerzo elástico, [pa]

$\dot{\gamma}$ =Gasto [sec^{-1}]

k =índice consistente, [pa/segⁿ]

n = índice del comportamiento de flujo, [a dimensional]

Si τ_0 en el modelo de Herschel-Bulkley (H-B) es cero entonces el modelo se reduce al modelo de Oswald-de Wale de la forma:

$$\tau = K(\dot{\gamma})^n \quad (9)$$

Además si se considera que la viscosidad es dependiente de la función para fluidos no newtonianos la viscosidad puede ser definida como:

$$\eta = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \quad (10)$$

Y para un fluido de poder

$$\eta = K(\dot{\gamma})^{n-1} \quad (11)$$

Si $n > 1$, el fluido se dilata lo que significa que el fluido debe incrementar la velocidad de cizallamiento. Si $n < 1$, el fluido es pseudoplástico lo que significa que la viscosidad disminuirá con el incremento de la velocidad de cizallamiento, por lo que el comportamiento pseudoplástico será el que representa a la espuma. Si $n = 1$ el modelo se reduce a la ley de viscosidad de newton:

$$\tau = \mu \dot{\gamma} \quad (12)$$

Donde

μ es la viscosidad newtoniana del fluido [cp]

El último modelo considera que es un modelo plástico de Bingham el cual es el caso especial del modelo de H-B cuando $n = 1$ e incluso ha sido usado para describir el comportamiento de la espuma. La forma del modelo es:

$$\tau = \tau_0 + K \dot{\gamma} \quad \tau < \tau_0 \quad (13)$$

Algunas suposiciones para hacer válidas las ecuaciones anteriores son:

- i. Los efectos finales se pueden despreciar.
- ii. El fluido se comporta como continuo.
- iii. No hay resbalamiento en las paredes.

La alteración de cualquiera de estas suposiciones provocaría errores o interpretaciones erróneas de los resultados en el análisis de las propiedades reológicas de la espuma. Por otro lado no se tiene mucha evidencia de que la reología de la espuma es afectada por la longitud del medio usado, la dependencia natural del tiempo o de fluidos que implican tixotropía o reopexia.

2.7 Modelo de espumas

Existen diferentes modelos que pueden describir el flujo de gas y líquido en medios porosos por ejemplo el modelo de burbuja en tren y el modelo de rompimiento reformado. Falls y colaboradores (1986)⁸ explicaron que en el modelo de burbuja en tren el flujo de burbujas de gas separadas por lamelas las cuales fluyen una detrás de la otra en una larga cadena a través del medio poroso.

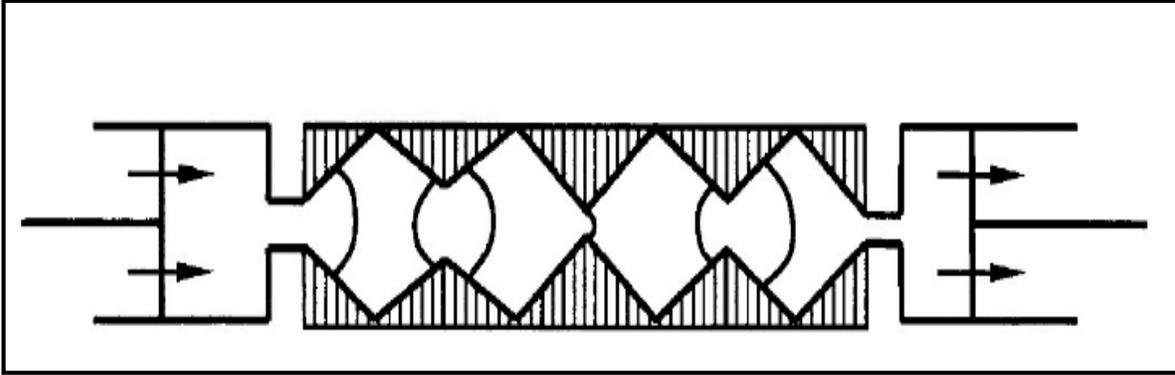


Figura 20 Esquema del tren de burbujas en el medio poroso

En el modelo de rompimiento reformado, las burbujas individuales de gas no son consideradas viables para moverse una gran distancia por lo que las burbujas de gas deben ser destruidas y reformadas a lo largo del medio poroso ocasionando que el flujo de líquido sea a través de una capa continua en la red de las burbujas.

2.7.1 Modelo de balance Popular

Este modelo proporciona una manera de describir la evolución de la textura de la espuma cuando está fluyendo a través del medio poroso considerando que la textura de la espuma es el factor fundamental que controla la movilidad. Los efectos de la movilidad del gas son atribuidos a dos factores, el primero es la permeabilidad efectiva al gas debido al acumulamiento de gas que bloquea varios canales de flujo dentro del medio poroso y el segundo factor es la viscosidad efectiva del gas la cual es afectada por la resistencia que ofrece la lamela al movimiento de las burbujas.

La habilidad de la espuma de atrapar el gas puede ser representada como un límite de elasticidad efectiva. La espuma puede ser movilizada solo cuando el gradiente de presión o esfuerzo cortante es mayor que el mínimo valor de elasticidad efectiva. Sin embargo la separación de la movilidad en la viscosidad efectiva y permeabilidad es ambigua para un fluido con elasticidad efectiva.

Este método aporta pistas de la evolución del tamaño de la burbuja a través de la ecuación de conservación para un número de lamelas. En este método la densidad de la burbuja depende del gasto de afluencia, la creación, destrucción y almacenamiento de la lamela, incluyendo estos parámetros hay 11 parámetros más que deben ser tomados en cuenta, sin embargo debido a la complejidad de este modelo se han desarrollado alternativas más simples.

2.7.2 Modelo de flujo fraccional

La teoría de flujo fraccional asume fases incompresibles, un estado estacionario, que no hay reacción química y la reología corresponde a un flujo newtoniano, además este método está restringido a un solo desplazamiento dimensional. Debido a la complejidad del flujo de la espuma este método es más aproximado cualitativamente que el modelado de flujo de espuma cuantitativo. Este método es extremadamente válido para mostrar los mecanismos clave en un proceso complejo al igual que la simulación de balance popular.

Para usar la teoría de flujo fraccional para el desplazamiento de espuma se requiere obtener la curva de flujo fraccional, entonces se puede determinar el patrón de desplazamiento de esta curva por medio de la construcción de un diagrama distancia-tiempo.

2.8 Regímenes de flujo de espuma en un medio poroso⁹

En los estudios de Osterloh y Janete (1992) se demostró que se pueden identificar dos regímenes de flujo de espuma en el medio poroso, el régimen de alta calidad (espuma seca) en el cual el gradiente de presión pseudoestacionario es independiente del flujo de gas y el régimen de baja calidad (espuma húmeda) en el cual el gradiente de presión es independiente del flujo de líquido. La zona de transición entre los dos regímenes es caracterizada específicamente por el valor del flujo fraccional de gas.

En las respectivas investigaciones de Gauglitz y colaboradores. (2002) y Kam & Rossen (2002), encontraron que existen tres regímenes dependiendo del gradiente de presión aplicado. Los cuales son el régimen de espuma fuerte a un alto gradiente de presión, el régimen de espuma gruesa de bajo gradiente de presión y un régimen de espuma trascendente de gradiente de presión intermedio.

El régimen de espuma fuerte comprende una espuma de calidad alta. El régimen de espuma gruesa es caracterizado por un gradiente de presión bajo y una movilidad de gas relativa. El régimen de espuma trascendente parece ser inherentemente inestable (figura 21).

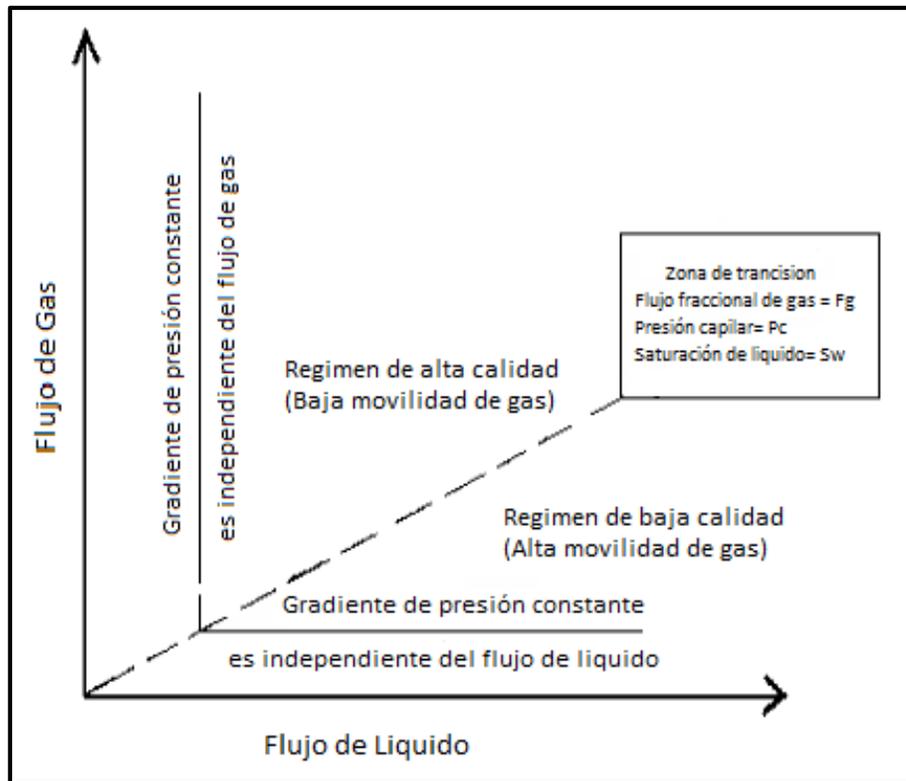


Figura 21 Esquema grafico que muestra los parámetros de flujo de espuma en un medio poroso

2.9 Características de la espuma dinámica en un medio poroso

Debido a las características de la espuma siempre se encontrara flujo en dos fases (gas-líquido). Para el flujo de dos fases en un medio poroso sin espuma, la fase gaseosa se encuentra en el centro de los poros ocupando los caminos principales del flujo, mientras la fase líquida ocupa los poros más pequeños y recubre las paredes de los poros más largos. La presencia de espuma afecta este mecanismo de difusividad, la fase gas de la espuma es atrapada por las capas de líquido como resultado la velocidad del gas disminuye y la fase líquida puede moverse junto con la fase gaseosa a la misma velocidad.

2.9.1 Factores que afectan la dinámica de la espuma en medios porosos

La dinámica de la espuma es afectada por varios factores que influyen en la estabilidad de la misma y por lo tanto deben ser tomados en cuenta cuando se decide utilizar espuma para algún proceso en el yacimiento, los factores son el surfactante, los parámetros de inyección, la heterogeneidad del yacimiento y la presencia de aceite.

2.9.1.1 Surfactante

El surfactante tiene un papel importante en la generación y estabilidad de la espuma en medios porosos, pues afecta la fuerza interfacial entre el gas y el líquido, además afecta el valor de la presión crítica. El surfactante adecuado debe tener las siguientes propiedades:

- Ser capaz de una amplia generación.
- Perdurable a condiciones de yacimiento.
- Debe tener baja adsorción y pérdida por descomposición.
- Debe de incrementar la eficiencia de barrido y la recuperación de aceite.

La espuma se forma fácilmente durante un proceso de drenado (desplazando la fase líquida por la fase de gas) cuando el medio poroso es pre-saturado con una solución surfactante. La reducción de la concentración del surfactante es provocada por la concentración crítica de Miscelle que causa un cambio en la zona de transición de los regímenes de flujo a valores más bajos que la presión crítica.

Debido a la fuerza de coalescencia de la espuma la cual es inversamente proporcional a la concentración de surfactante, la espuma se debilita y la eficiencia de desplazamiento disminuye cuando la concentración de surfactante decrece.

2.9.1.2 Parámetros de inyección

Inyección de espuma preformada, co-inyección de surfactante y gas.

Los gastos de inyección afectan la dinámica de la espuma, los gastos rápidos producen espuma con burbujas pequeñas y de tamaño uniforme por lo que una espuma formada a una alta presión es más estable. La relación entre el flujo fraccional de gas (calidad de la espuma) y la movilidad del gas es caracterizada por dos líneas rectas que intersecan la calidad crítica de la espuma. Como se muestra en la figura 22.

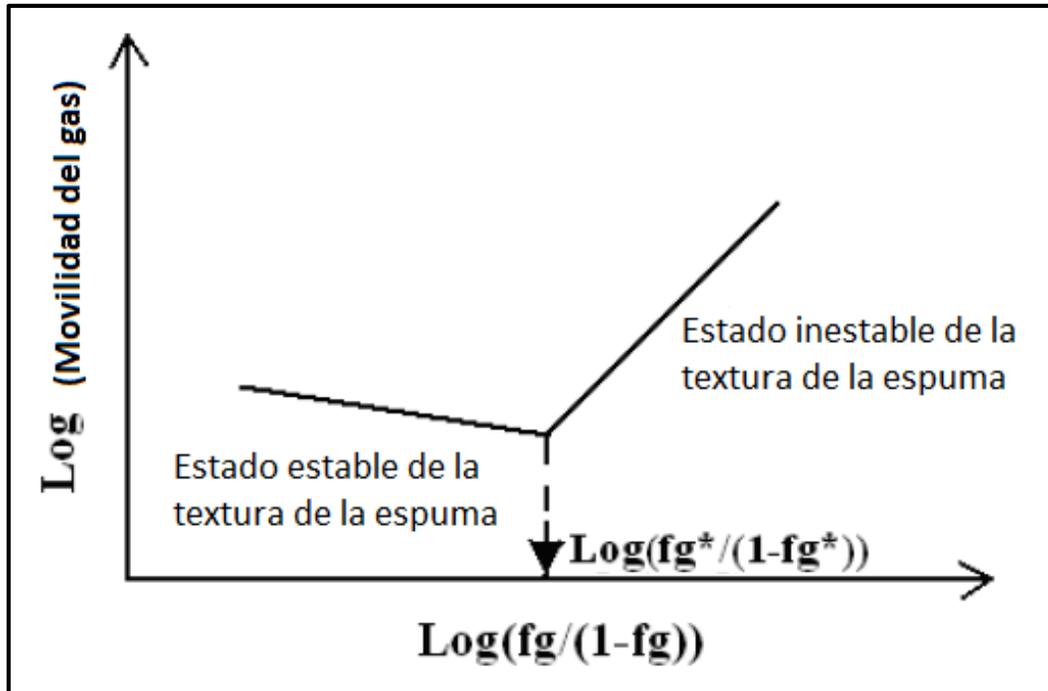


Figura 22 Esquema grafico que muestra la relación entre F_g y la movilidad del gas

En algunos valores de calidad de la espuma ligeramente debajo de la calidad crítica, la movilidad del gas decrece ligeramente o permanece constante y al incrementar la calidad la textura de la espuma se vuelve estable (régimen de alta calidad). Sin embargo si la calidad de la espuma incrementa junto con la movilidad del gas indica que la textura es inestable (un régimen de baja calidad). Persoff y colaboradores (1991) encontraron que durante la inyección de espuma las características del flujo son similares a las características del gas libre las cuales varían de las características de una espuma fuerte, fina y texturizada.

Inyección SAG

La inyección SAG es el método más usado para crear espuma in-situ en el medio poroso pues este tipo de inyección puede producir una espuma estable y persistente. Por tal motivo la espuma generada por inyección SAG puede sustituir la inyección de polímeros en los procesos ASP. La movilidad del gas en la inyección SAG es mayor que en la co-inyección de surfactante y la inyección de gas por lo que la hace más favorable para cubrir problemas relacionados con la reducción de químicos inyectados en los procesos de EOR.

2.9.1.3 Permeabilidad y heterogeneidad del medio poroso

La propagación de la espuma en el medio poroso es afectada significativamente por la permeabilidad de la roca. Cuando la permeabilidad es alta el gradiente de presión y la velocidad

requerida para la generación de espuma es menor en comparación con los requeridos cuando la permeabilidad es baja, además la calidad de la espuma es mucho mayor en un medio de alta permeabilidad. En la inyección SAG el progreso del gas es mucho más rápido en un estrato con alta permeabilidad que en uno de baja permeabilidad.

2.9.1.4 Presencia de aceite

La presencia de aceite tiene efectos importantes en la estabilidad y el flujo de espuma en el medio poroso pues representa una fase adicional a la fase gaseosa y a la fase líquida afectando la tensión interfacial entre las fases y la saturación de las mismas, provocando que el gas y la solución surfactante fluyan juntos sin formar espuma generando una zona de baja movilidad, y por lo que el flujo de espuma está restringido al tipo de medio poroso a la saturación de aceite y a la concentración de surfactante, por lo que es difícil desarrollar una correlación generalizada para predecir el comportamiento de la espuma en presencia de aceite. Por lo general una saturación de aceite mayor al 20% es perjudicial tanto para la generación de espuma como para la propagación, sin embargo la presencia de aceite a cualquier saturación puede ser perjudicial.

2.10 Control de movilidad del gas

Reducir la movilidad del gas es una de las principales metas en los procesos de recuperación de aceite. Dentro de la industria petrolera existen varios métodos para controlar la movilidad del gas como la inyección de surfactantes y polímeros. La espuma como medio para controlar la movilidad fue introducida hace 28 años por Lawson y Reisber, sin embargo este concepto no fue adoptado inmediatamente debido a la falta de conocimiento sobre el mecanismo de control de movilidad del gas con espuma.

Cuando se inyecta gas con una solución química el flujo simultáneo de las dos fases provoca que la movilidad de cada fase se reduzca, es decir la movilidad combinada de ambas fases es menor que la movilidad de las fases por separado. La forma de controlar la movilidad del gas con espuma es mediante el aumento en la saturación de gas y por la reducción de la permeabilidad provocando que la saturación de aceite disminuya.

La estabilidad de la espuma juega un papel importante pues determina la eficiencia para reducir la movilidad del gas. Si la espuma es estable la movilidad del líquido y gas son reducidos y por lo tanto la eficiencia de desplazamiento es mejorada.

Los efectos de la espuma en el flujo de gas pueden expresarse en términos de la movilidad de la misma. La movilidad de un fluido en un medio poroso es definida en base a la ecuación de Darcy, por lo que la movilidad para un fluido se expresa de la siguiente forma:

$$\lambda_i = \frac{k_i}{\mu_i} \quad (17)$$

Donde:

k_i : permeabilidad efectiva de la fase i [Darcy]

μ_i : viscosidad de la fase i [cp]

Para un flujo de una sola fase, k_i es la permeabilidad absoluta del medio poroso. Para un flujo multifásico la permeabilidad que se utiliza es la efectiva de la fase (i) por lo que es una función de la saturación de dicha fase. Otro concepto muy utilizado es el de relación de movilidad (M) del fluido desplazante y el fluido desplazado.

$$M = \frac{\lambda_D}{\lambda_d} \quad (18)$$

Donde:

λ_D : movilidad del fluido desplazante [Darcy/cp]

λ_d : movilidad del fluido desplazado [Darcy/cp]

La relación de movilidad es adimensional y es un factor importante en los procesos de desplazamiento debido a que afecta el barrido areal y vertical, por lo que el frente de desplazamiento no es uniforme y por lo tanto se pueden presentar tres tipos de desplazamientos dependiendo de la relación de movilidad.

- ✓ Cuando $M > 1$, es una relación desfavorable de movilidades, debido a que el fluido desplazante viaja con mayor facilidad que el fluido desplazado.
- ✓ cuando $M = 1$, indica que el fluido desplazante y el desplazado viajan con la misma facilidad.
- ✓ Cuando $M < 1$ es una relación de movilidades favorable, pues la eficiencia de desplazamiento es mayor en comparación con los casos anteriores.

Por lo que al inyectar gas como fluido desplazante se debe tener una relación de movilidad lo menor posible. Es aquí cuando la espuma toma importancia para incrementar la eficiencia de barrido.

Dalland y Hanssen (1996)³ propusieron una forma de comparar la movilidad del gas antes y después de la presencia de una espuma llamada movilidad relativa expresada de la siguiente forma.

$$\lambda_{rg} = \frac{\lambda_g(s_g=s_{gf})}{\lambda_g(s_g=1.0)} \quad (19)$$

Donde

$\lambda_g(s_g=s_{gf})$: movilidad del gas en presencia de espuma en el medio poroso. [Darcy/cp]

$\lambda_g(s_g=1.0)$: movilidad del gas cuando satura completamente el medio poroso.[Darcy/cp]

En este caso se propone medir la movilidad de gas directamente porque no implica suponer valores de viscosidad y permeabilidad las cuales son características de la espuma que no se pueden saber correctamente en el medio poroso.

2.10.1 Efecto de la espuma en la movilidad del gas

El tamaño de la burbuja, el gasto, la presencia de aceite, la temperatura del yacimiento, la formulación del surfactante, el tipo de roca, la heterogeneidad del yacimiento, la absorción del surfactante por la roca, todos estos factores afectan el comportamiento de la espuma a condiciones de yacimiento. Por lo tanto la espuma reduce la movilidad del gas en diferentes grados los cuales son medidos por un factor de movilidad o un equivalente a la viscosidad aparente. Espumas con una reducción de movilidad de gas grande es referida como una espuma fuerte y las espumas con una reducción de movilidad más pequeña son referidas como una espuma débil. Cabe aclarar que esta no es una regla clara para distinguir una espuma débil de una fuerte.

La forma en que trabajan las espumas es atrapando e inmovilizando el gas por la lamela estacionaria provocando que el flujo de gas disminuya. La lamela estacionaria bloquea el flujo de gas y altera los patrones de flujo afectando a la permeabilidad relativa al gas.

2.10.2 Reducción de movilidad del Gas

En la espuma el gas se encuentra en forma de burbujas rodeadas por una película de líquido, por lo que la eficiencia de la espuma se debe a este principio. La lamela ofrece una resistencia al flujo de gas debido al contacto con las paredes del poro, estas lamelas bloquean algunos patrones de flujo por lo que una parte del gas es retenido, al reducir los patrones de flujo la permeabilidad relativa al gas disminuye, además el gas muestra un incremento aparente en la viscosidad debido a la reducción del flujo.

El flujo de espuma en medios permeables puede reducir drásticamente la movilidad de la fase gas. En la figura 23 se puede observar la movilidad de la espuma de diferentes calidades en estado estacionario en núcleos BEREA los cuales tenían distintas permeabilidades.

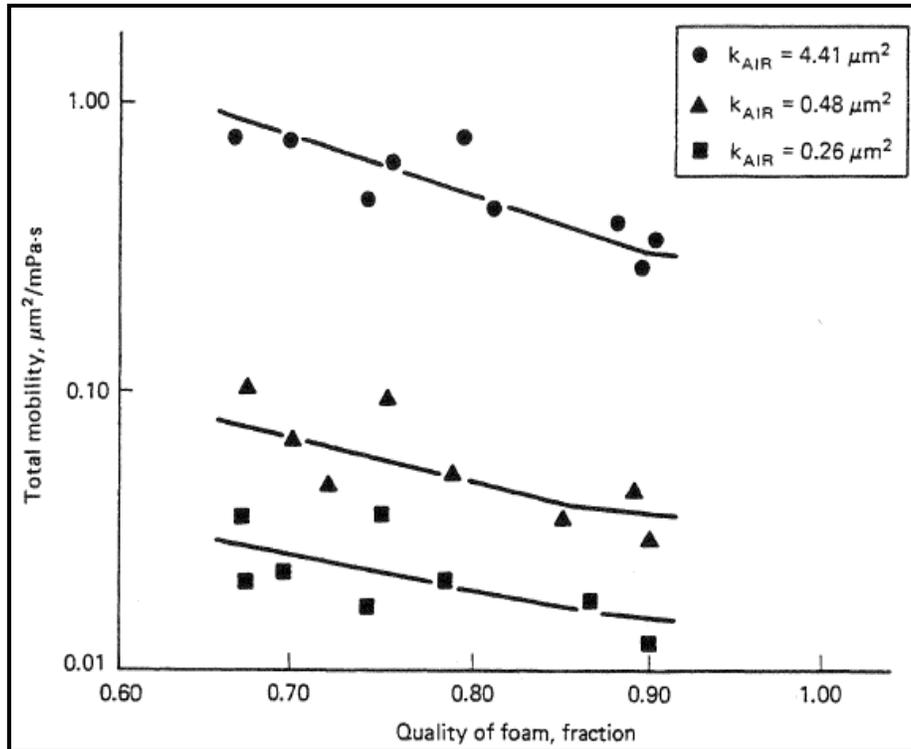


Figura 23 Gráfico de movilidad contra calidad de la espuma, para un medio poroso consolidado (Larry. W. Lake, Enhanced Oil Recovery, 1989)

En la figura 23 se muestra que la movilidad de la espuma decrece cuando la calidad incrementa hasta que las películas entre las burbujas de gas empiezan a romperse. En este punto la espuma colapsa y la movilidad del gas se incrementa, además la calidad de la espuma es relativamente mayor a altas permeabilidades.

La reducción de movilidad causada por la espuma puede ser vista como un incremento en el efecto de la viscosidad del flujo de una sola fase o como un decremento en la permeabilidad de la fase gas. En el segundo caso la espuma causa un gran decremento en la permeabilidad al gas al mismo gasto e incluso a la misma saturación de gas.

2.10.2.1 Mecanismos de reducción de la movilidad del gas

La espuma altera la movilidad del gas de dos formas distintas. La primera forma está relacionada con el movimiento de las burbujas y su reordenamiento conforme fluyen. Las burbujas pueden ser de tamaño similar o diferente al tamaño del poro así las burbujas y las lamelas llenan completamente el medio poroso. Dicha configuración de la espuma está en función del confinamiento en el medio poroso.

Las burbujas de gas confinadas se transportan deslizándose sobre las películas de líquido que lubrican las gargantas y cuerpos del poro. A bajas velocidades de flujo la caída de presión que se requiere para mover las burbujas a una velocidad constante es mayor a la necesaria para mover un volumen equivalente de líquido, por lo tanto la viscosidad del gas se incrementa. Otro factor que ayuda a aumentar la viscosidad es el movimiento del surfactante del frente de una burbuja móvil a la parte posterior de está provocando un gradiente de tensión superficial.

El segundo mecanismo que reduce la movilidad del gas es el entrampamiento de la fase gaseosa. Los factores más importantes que gobiernan el entrampamiento del gas son el gradiente de presión, geometría del poro y la textura de la espuma.

Los dos mecanismos anteriores son el resultado de la forma en que la lamela fue generada, que por lo general es mediante el mecanismo de “leave-behind” el cual domina la reducción de movilidad del gas a bajas velocidades bloqueando una porción de poros reduciendo así la permeabilidad relativa. Por otra parte los mecanismos “snap-off” y “división de lamelas” crean burbujas discretas de gas que son alojadas en el medio poroso y bloquean los caminos de flujo del gas.

El flujo de gas en forma de burbujas entrampadas causa mayor resistencia al flujo que el gas fluyendo como una fase continua. Las burbujas discretas dominan la reducción de movilidad del gas a altos gastos de inyección. La figura 24 muestra el efecto de las burbujas entrampadas y separadas por lamelas que ocasionan un flujo de gas discontinuo. Sin embargo en aplicaciones de campo el modo de inyección de la espuma es el principal factor que influye en los mecanismos para la reducción de movilidad de gas.

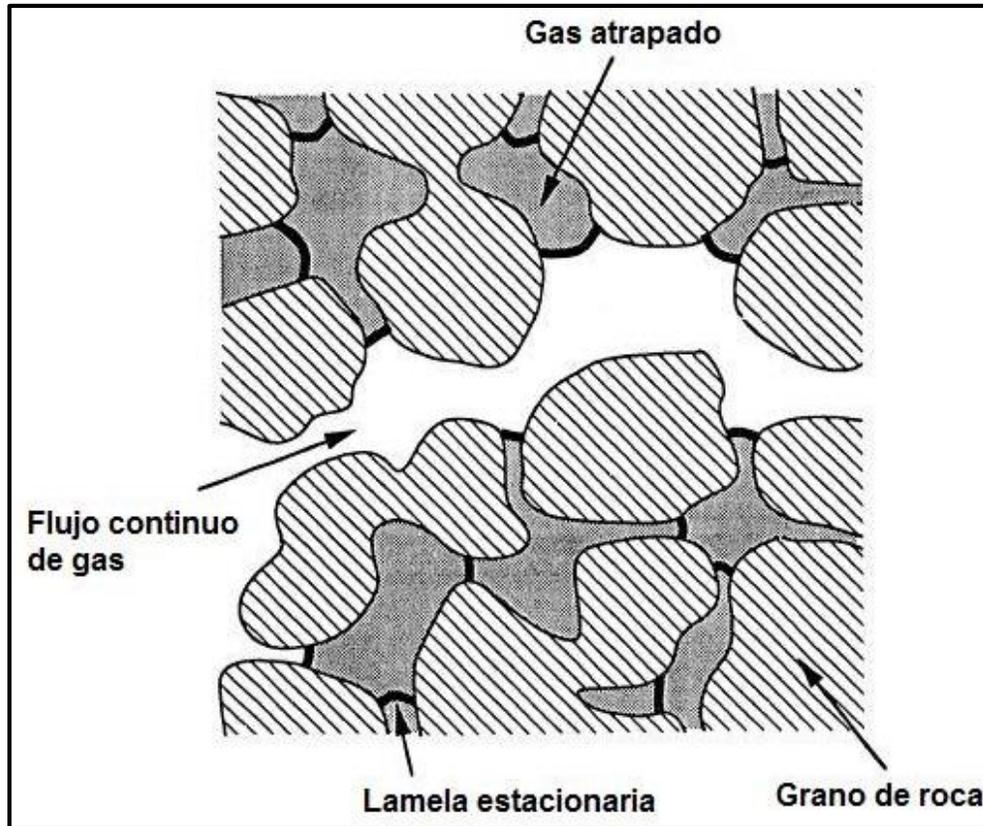


Figura 24 Efecto de las lamelas en el flujo de gas

2.10.3 Factor de reducción de movilidad

Una forma de medir la eficiencia de la espuma al controlar la movilidad del gas es a través del factor de reducción de movilidad (FRM). Saga y colaboradores (1996)³ determinaron la efectividad de la espuma en núcleos del campo Snorre del mar del norte en procesos de bloqueo y control de movilidad del gas como una función de la concentración del surfactante, de la calidad de la espuma, etc. ellos proponen la siguiente ecuación para determinar el FRM.

$$FRM = \frac{\mu_{ap}(con\ espuma)}{\mu_{ap}(gas\ antes\ de\ espuma)} = k_{rg}^{sin\ espuma} \frac{\mu_{ap}}{\mu_g} \quad (20)$$

Donde:

$k_{rg}^{sinespuma}$ Permeabilidad del medio poroso antes de la inyección de espuma [Darcy].

μ_{ap} : Viscosidad aparente del gas en presencia de espuma [cp].

μ_g : Viscosidad del gas antes de estar en contacto con surfactante [cp].

La viscosidad aparente del gas en presencia de espuma fue determinada mediante la ley de Darcy para una fase:

$$\mu_{ap} = \frac{kA\Delta P}{q_g L} \dots\dots\dots(21)$$

Donde

k: permeabilidad absoluta del medio poroso [Darcy]

$\Delta p/L$: gradiente de presión [atm/cm]

A: área de la sección transversal [cm]

q_g : gasto de gas [cm³/s]

La viscosidad aparente de la espuma en fracturas se mide mediante la siguiente ecuación:

$$\mu_{ap} = \frac{d^2 \Delta P}{12 u L_f} \quad (22)$$

Donde:

d: apertura de la fractura [cm].

$\Delta P/L_f$: gradiente de presión en la fractura [atm/cm].

u: velocidad del flujo [cm/s].

Si una espuma con FRM es mayor o se encuentra entre 300-500 y es generada mediante un proceso SAG puede incrementar la recuperación de aceite original del 6-9%. En los modelados de inyección de espuma en pozos productores indican que una espuma con FRM de 1000 ocasiona un incremento considerable en la presión de fondo cerca de la región de inyección. Por lo tanto los efectos de bloqueo de una espuma es función de la cantidad de surfactante inyectado y de los niveles de adsorción de la roca.

2.10.4 Efecto de la espuma en la movilidad de líquido

La espuma indirectamente afecta la permeabilidad relativa al líquido por efecto de la saturación de líquido en el espacio poroso. La espuma reduce la movilidad del gas incrementando la saturación de gas lo que implica una baja saturación de líquido que resulta en un bajo valor de permeabilidad relativa al líquido. Así la espuma reduce la permeabilidad relativa al líquido no por el cambio en la relación entre la permeabilidad relativa al líquido y la saturación de agua, sino por el cambio de saturación de agua que implica una baja permeabilidad relativa al agua.

El hecho de que la permeabilidad relativa permanezca sin cambios por la espuma puede ser usado para calcular la movilidad del gas en presencia de espuma. Se puede calcular la movilidad del agua por el gasto de agua y el gradiente de presión en presencia de espuma, si la función de la permeabilidad relativa al agua en ausencia de espuma y la saturación de agua son conocidas, utilizando la siguiente ecuación la cual se basa en la ley Darcy.

$$q_w = \frac{-k_{rw}(s_w)kA\nabla p_w}{\mu_w} \quad (23)$$

Donde

q_w : gasto de agua [cm^3/s]

k : es la permeabilidad de la roca [darcy]

k_{rw} : permeabilidad relativa al agua

μ_w : es la viscosidad del agua [cp]

A : es el área de sección transversal al flujo [cm]

S_w : saturación de agua

∇P_w : gradiente de presión utilizando agua [atm]

Aplicando la ley de Darcy a la fase gaseosa en presencia de espuma la movilidad relativa está dada por:

$$q_g = \lambda_{rg}kA\nabla p_g \quad (24)$$

Donde

λ_{rg} = movilidad de la espuma dada por:

∇P_g : Gradiente de presión utilizando gas [atm]

Además considerando la saturación de gas en el medio poroso la movilidad del gas puede ser calculada con:

$$\lambda_{rg} = \frac{k_{rg}^f(s_g)}{\mu_g} \quad (25)$$

donde

K_{rg} : permeabilidad relativa al gas

S_g : saturación de gas

μ_g : viscosidad del gas

Por lo tanto al igualar las ecuaciones 24 y 25 se puede observar que la movilidad se puede calcular sin saber la saturación de gas en el medio poroso.

$$\lambda_{rg} = \frac{k_{rg}^f(s_g)}{\mu_g} = \frac{q_g}{kA\nabla p_g} \quad (26)$$

Asumiendo que en la ecuación 26 el gradiente de presión capilar (ΔP_c) es igual a 0, es decir que el diferencial de presión con gas y el diferencial de presión al agua son iguales entonces la ecuación es la siguiente:

$$\lambda_{rg} = \frac{q_g}{kA\nabla p_g} = \frac{q_g k_{rw}(s_w)}{q_g \mu_w} \quad (27)$$

donde

q_g : gasto de gas [cm^3/s]

La ecuación 27 muestra que si conocemos el gasto de agua, el gasto de gas y la permeabilidad relativa al agua en presencia de espuma, es posible calcular la movilidad del gas en presencia de espuma.

CAPITULO III

3 PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL

3.1. Objetivo

Evaluar la eficiencia de una espuma de alta calidad para controlar la movilidad del gas en un sistema matriz-fractura a escala de laboratorio y a condiciones de yacimiento.

3.2 Equipo y consumibles empleados

Todas las pruebas se realizaron con equipo y consumibles proporcionados por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP). Para la realización de las pruebas a condiciones de yacimiento se realizó un diseño preliminar del equipo para la realización de las pruebas de inyección continua de agua, gas y espuma. Los accesorios e instrumentos utilizados se enlistan a continuación.

- Salmuera con una salinidad de 200000ppm.
- Agua bidestilada.
- Surfactante AMESUS-1100.
- Nitrógeno en estado gaseoso.
- Núcleo de roca consolidada de 14.5cm de longitud y 10.16cm de diámetro, el cual tiene una fractura.
- Núcleo de roca consolidada de 13.85.cm. de longitud y 10.16cm de diámetro.



Figura 25. Núcleos utilizados en las pruebas.

El equipo utilizado:

Celda de apilamiento. Es una celda resistente a altas presiones y altas temperaturas, la cual es utilizada para contener los núcleos utilizados en las pruebas, esta celda esta hecha de acero inoxidable, tiene un diámetro interno de 10.21 cm y una altura de 36.05 cm, las piezas que conforman las tapas tienen integradas válvulas para controlar el paso de los fluidos.

Juego de bombas. Son cuatro bombas hidráulicas que usan agua bidestilada como fluido hidráulico, son controladas por medio de un software que regula la presión y el gasto de inyección, permiten la inyección continua del fluido hidráulico sin necesidad de interrupción debido a la recarga de los cilindros de inyección. Estas bombas trabajan en pares, por lo que es necesario calibrar las bombas antes de comenzar las pruebas.

Cilindros de transferencia. Estos cilindros son utilizados para almacenar los fluidos que serán inyectados a los núcleos, están hechos de acero inoxidable y tienen una capacidad de 400ml aproximadamente. Estos cilindros cuentan con un embolo el cual desplaza el fluido a inyectar y que es movido por el fluido de las bombas.

Regulador de Presión Inversa (RPI). Su función es controlar la presión del sistema para que el equipo alcance la presión deseada para realizar las pruebas de inyección y se mantenga constante durante las pruebas, en este caso el RPI se calibro a una presión de 3500 psi para todas las pruebas.



Figura 26 Diagrama del regulador de presión inversa.

Rag de válvulas de dos vías. Es un juego de válvulas que son utilizadas para direccionar el flujo en el sistema, con estas válvulas se puede inyectar un fluido a la celda de apilamiento por la parte superior o la parte inferior según se requiera durante las pruebas.

Resistencias eléctricas. Se utilizan para envolver la celda con el propósito de aumentar y mantener la temperatura, además de ser cubiertas con un aislante para evitar que pierdan calor, proporcionando una temperatura constante durante toda la prueba.

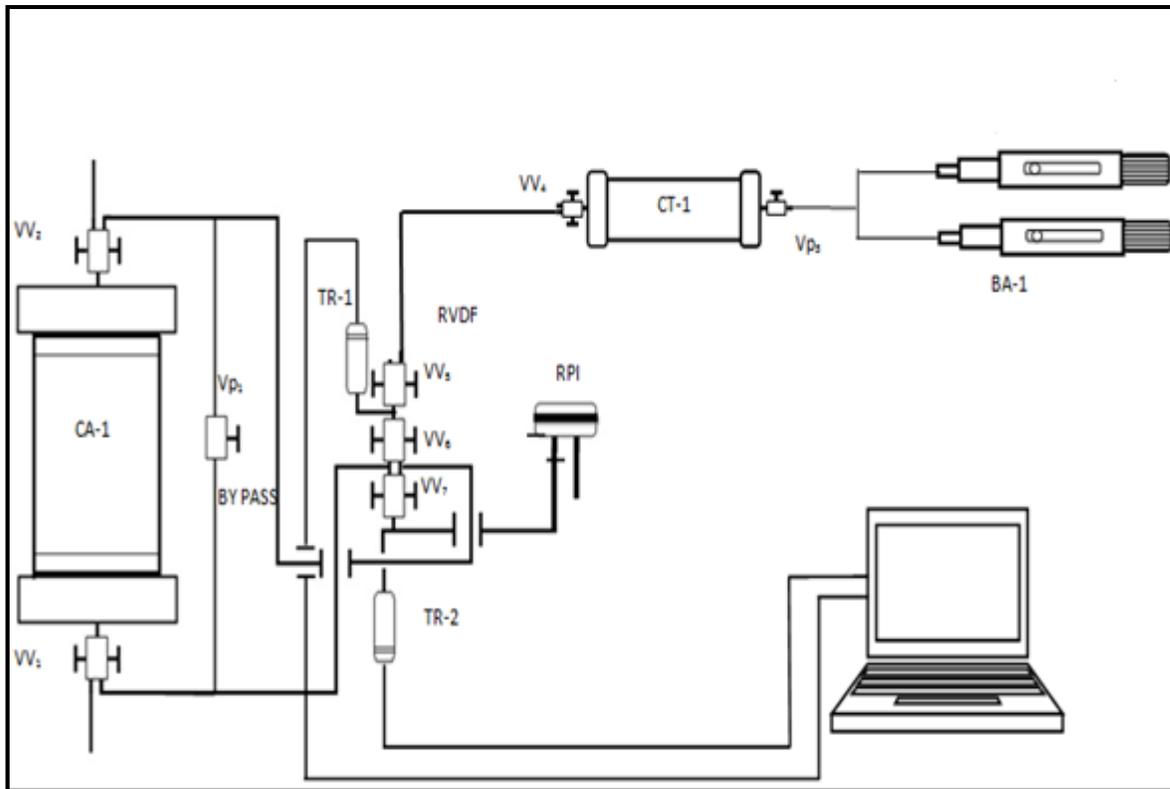
Transductores. Son sensores que transforman un determinado tipo de energía de entrada a otro tipo de energía diferente a la salida en este caso usan la presión como energía de entrada y la transforma en una señal eléctrica que es captada por una computadora, la cual registra los valores medidos cada determinado tiempo generando una bitácora de presiones.

Mirilla. Es un equipo que resiste altas presiones que no afecta la inyección de fluidos, a través de ella se puede observar el progreso de la inyección de la espuma así como el proceso de formación de la misma, permitiendo observar algunas de las características de la espuma, como la forma de las burbujas y su distribución.

Generador de espuma. Es un pequeño cubo de acero inoxidable con tres entradas que combina el surfactante y el gas para formar la espuma. La forma en que genera la espuma es formando una capa de líquido en el interior del mismo una vez formada la capa de líquido se inyecta el

gas que al tener contacto con el líquido forma pequeñas burbujas debido a efectos mecánicos, las burbujas son rodeadas por el líquido, se van acumulando y ordenando para formar la espuma.

3.3 Montaje del equipo



Equipo	Simbología
Transductor	TR
Cilindro de transferencia	CT
Bombas de inyección	BA
Regulación de presión inversa	RPI
Celda de apilamiento	CA
Rack de válvulas para dirección de flujo	RVDF
Válvulas de dos vías	W
Válvulas de paso	Vp

Figura 27 Esquema del equipo utilizado en las pruebas

El diseño propuesto en la figura 27 fue utilizado en las pruebas de inyección de agua y gas este diseño permite la inyección continua de los fluidos por medio de la bombas, el fluido desplazado por las bombas viaja a través del rack de válvulas, que tiene conectado los transductores que medirán la presión y registrarán la presión cada minuto, una vez que el fluido pasa por el rack de válvulas entra a la celda, posteriormente el fluido pasa por el RPI y finalmente sale del sistema.

Adicionalmente al sistema se le colocó una línea de tubería que serviría como baipás para poder aislar la celda cuando sea necesario (al llenar los cilindros de transferencia) y no perder la presión que se tenga hasta el momento.

Para armar el esquema de la figura 27 el primer paso fue colocar los núcleos dentro de la celda, dejando un espacio de 0.05cm entre la pared de la celda y el núcleo, el cual fue considerado como la fractura del sistema, dentro de la celda primero se colocó un espaciador de metal de aproximadamente 8cm de longitud, después se colocó el núcleo sin fractura y al final se colocó el núcleo con la fractura (figura 28). Después la celda fue en vuelta con las resistencias eléctricas y aislante térmico.

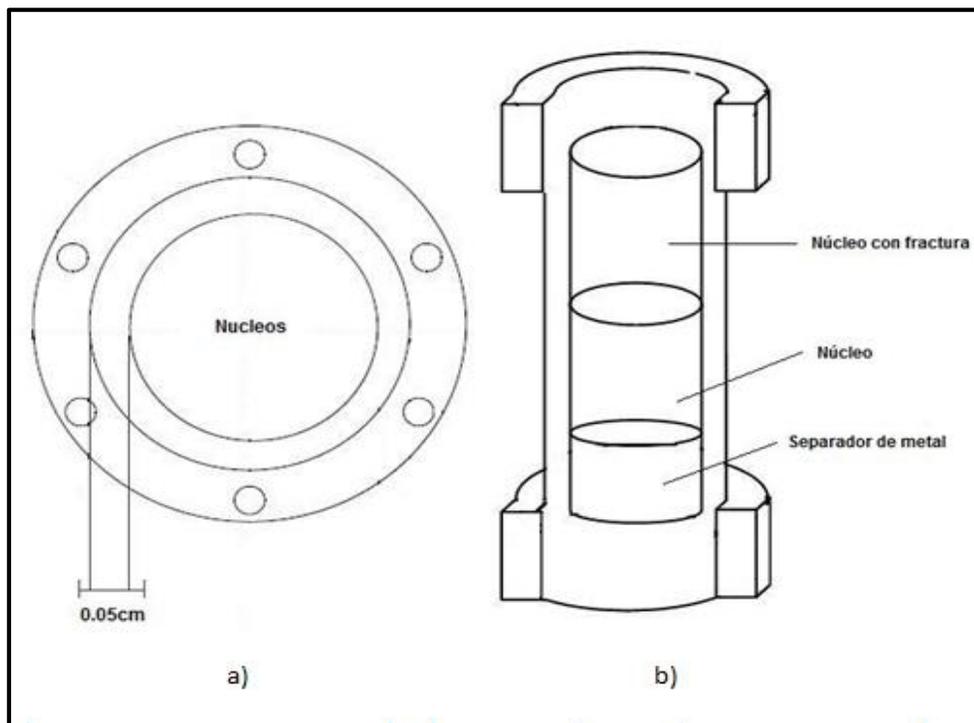


Figura 28 Esquema de la celda de apilamiento con los núcleos a) visto desde la parte superior, b) vista frontal de la celda

Posteriormente se conectó la celda al rag de válvulas, se conectaron los transductores a las válvulas y se conectaron los cilindros de transferencia al rag de válvulas y a las bombas, finalmente se colocó el RPI, finalmente se calibro el RPI a una presión constante de 3500 psi, a las bombas se les asignó una presión máxima (de seguridad) de 3600 psi, la cual de alcanzar esta presión las bombas dejarían de inyectar el fluido a la celda para evitar que el equipo se dañe.

Finalmente se calibraron los transductores para corroborar que las lecturas que registraron fueran correctas, además con la calibración de los transductores se verifico que el equipo funcionara correctamente y que no presentara fugas en las líneas.

3.4 Desarrollo de las pruebas

Después de calibrar los transductores, se conectaron las resistencias para comenzar a elevar la temperatura hasta 158°C aproximadamente, la cual fue constante durante las pruebas.

El primer fluido que se inyectó fue la salmuera el segundo fluido fue agua bidestilada, el tercer fluido fue nitrógeno después se inyectó la espuma y finalmente se inyectó nitrógeno en presencia de espuma, estableciendo que la entrada del sistema fue la parte inferior de la celda y la salida fue la parte superior, todas las pruebas se realizaron a condiciones de presión y temperatura similares a las de un yacimiento.

Al realizar las pruebas se obtendría un diferencial de presión en la fractura del sistema al variar el gasto de inyección, con el cual se calculó la permeabilidad de la fractura y con las permeabilidades calculadas se determinaría la movilidad del nitrógeno cuando satura completamente el medio poroso y la movilidad del nitrógeno cuando el medio poroso está saturado de espuma.

3.4.1 Inyección de salmuera

Se inyectó una salmuera de una salinidad de 200000 ppm, la inyección de salmuera fue para dejar un rastro de sal con la cual se puso a prueba la estabilidad de la espuma en presencia de sales. Además con la inyección de salmuera se espera que el sistema alcance la presión de 3000-3500 psi. La siguiente tabla muestra los datos que se registraron al inyectar la salmuera.

Tiempo	Presión de entrada	Presión de salida	Presión del sistema
11:33	3574	3551	3551
11:34	3611	3584	3582
11:35	3606.6	3581	3581.9
11:36	3605.9	3578.89	3581
11:37	3604.9	3583.9	3574.5
11:38	3605.4	3582.5	3581.9
11:39	3606.6	3577.9	3573.9
11:40	3607.9	3583.5	3577

Tabla 2 Datos de calibración del sistema

La toma de datos se realizó cada minuto, poniendo mayor atención a:

-  Presión de entrada.
-  Presión de salida.
-  Volumen inyectado.

Al alcanzar el rango de presión deseado se paró la inyección de salmuera y se empezó a inyectar agua bidestilada para obtener los primeros valores con los cuales se calcularía la permeabilidad de referencia.

3.4.2 Inyección de agua bidestilada

El objetivo de esta etapa era variar los gastos de inyección y observar el comportamiento de la presión a la entrada y a la salida del sistema.

El procedimiento consistió en saturar la celda con agua bidestilada, una vez que el sistema estaba saturado se empezó a variar el gasto de inyección para observar el comportamiento de la presión. El primer gasto de inyección fue de 5ml/h el cual se mantuvo hasta que la presión en la entrada y en la salida del sistema se estabilizaran es decir que las presiones fueran constantes en un periodo de tiempo, una vez que las presiones fueron estables se cambió el gasto a uno menor y se esperó nuevamente a que las presiones se estabilizaran en total este procedimiento se realizó tres veces. De esta prueba se obtuvo una serie de datos de presión de entrada y salida, en las siguientes figuras muestran las presiones estabilizadas.

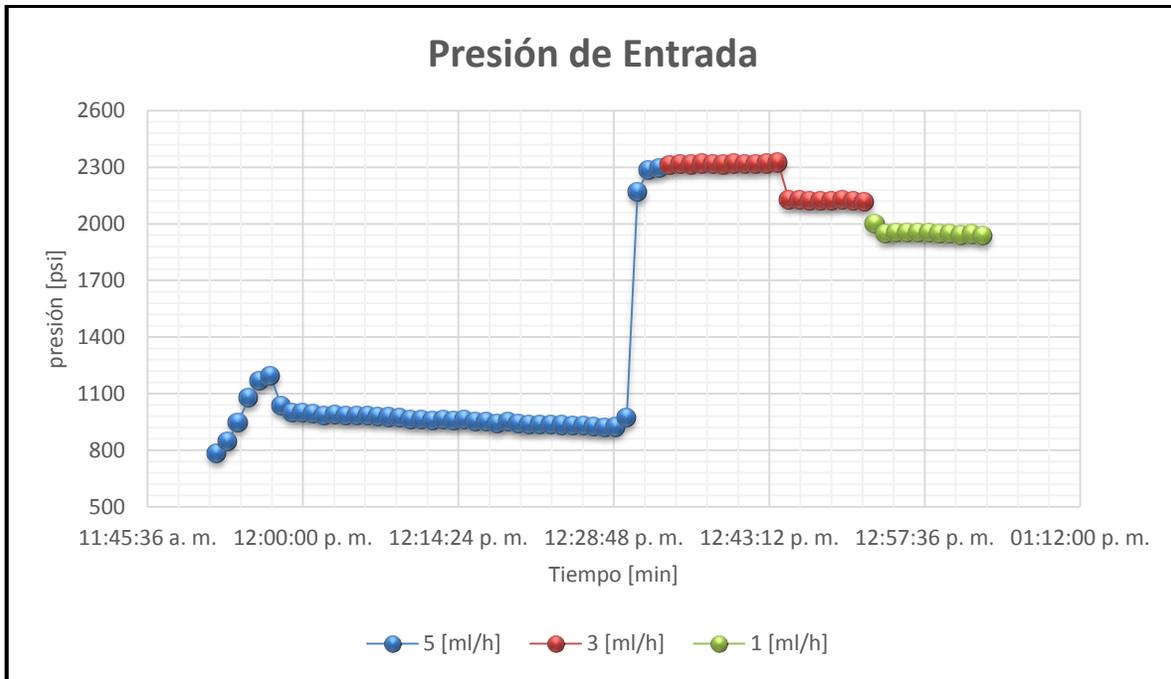


Figura 29 Grafica de la presión de entrada vs tiempo que muestra los datos obtenidos al inyectar agua bidestilada a tres diferentes gastos.

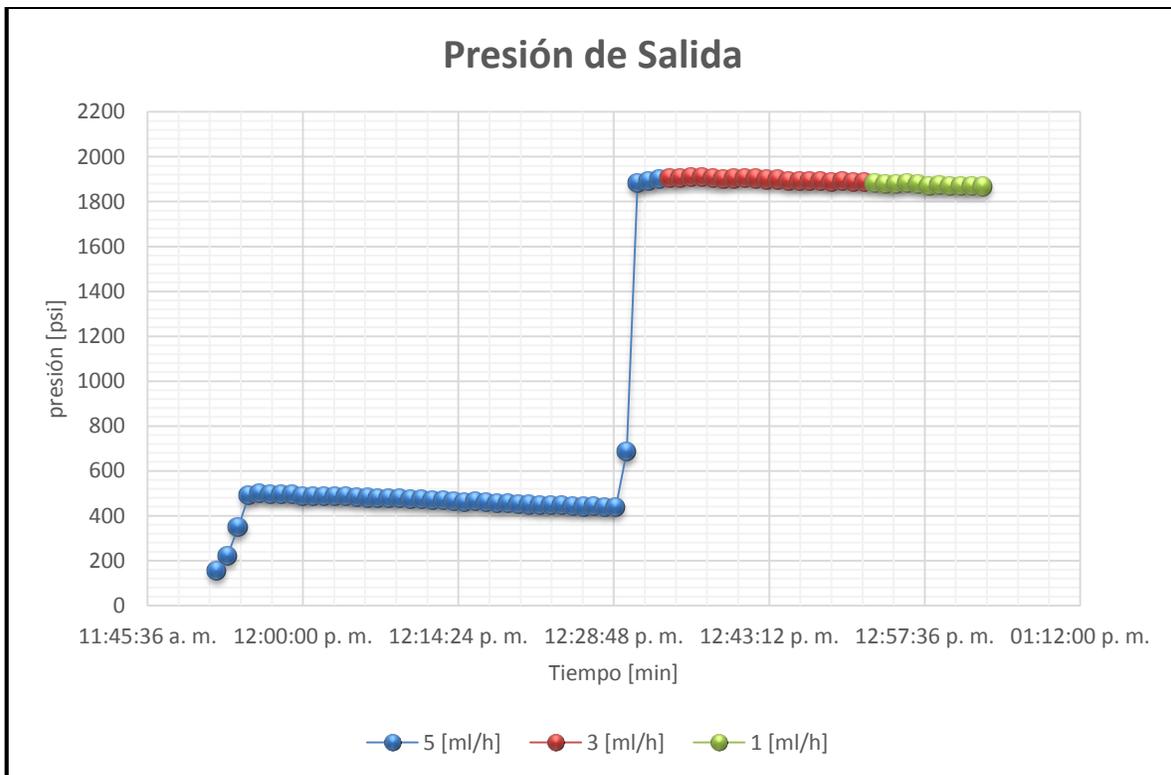


Figura 30 Grafica Presión de salida vs tiempo que muestra los datos obtenidos en la inyección de agua bidestilada a tres diferentes gastos.

Los datos mostrados en las figuras 30 y 31 son los datos obtenidos directamente del registro de los transductores, para poder determinar la permeabilidad se realizó un promedio de la presión de entrada y de la presión de salida para obtener un valor representativo de la serie de datos y utilizarlo para determinar la permeabilidad de la fractura con agua bidestilada (tabla 3).

Gasto [ml/h]	Presión de entrada [psi]	Presión de salida [psi]	ΔP [psi]
5	2371.53	1900.73	470.8
3	2178	1884.87	285.13
1	1943	1867	76

Tabla 3 Datos representativos de la inyección de agua bidestilada.

Después de obtener los datos se paró la inyección de agua bidestilada y se hicieron los preparativos para inyectar nitrógeno en estado gaseoso.

3.4.3 Inyección de nitrógeno

El primer paso en esta etapa fue saturar los núcleos con nitrógeno en estado gaseoso, una vez que los núcleos estaban saturados con nitrógeno se empezó a variar el gasto de inyección.

Los gastos de inyección fueron los mismos que se utilizaron en la inyección de agua bidestilada. El procedimiento fue el mismo que en la etapa anterior se inició con un gasto de 5ml/h y se esperó que se la presión de entrada y de salida se estabilizaran para poder variar el gasto, de igual manera se realizó un promedio de los datos de presión de entrada y de salida para obtener un valor representativo de presión de cada gastos de inyección.

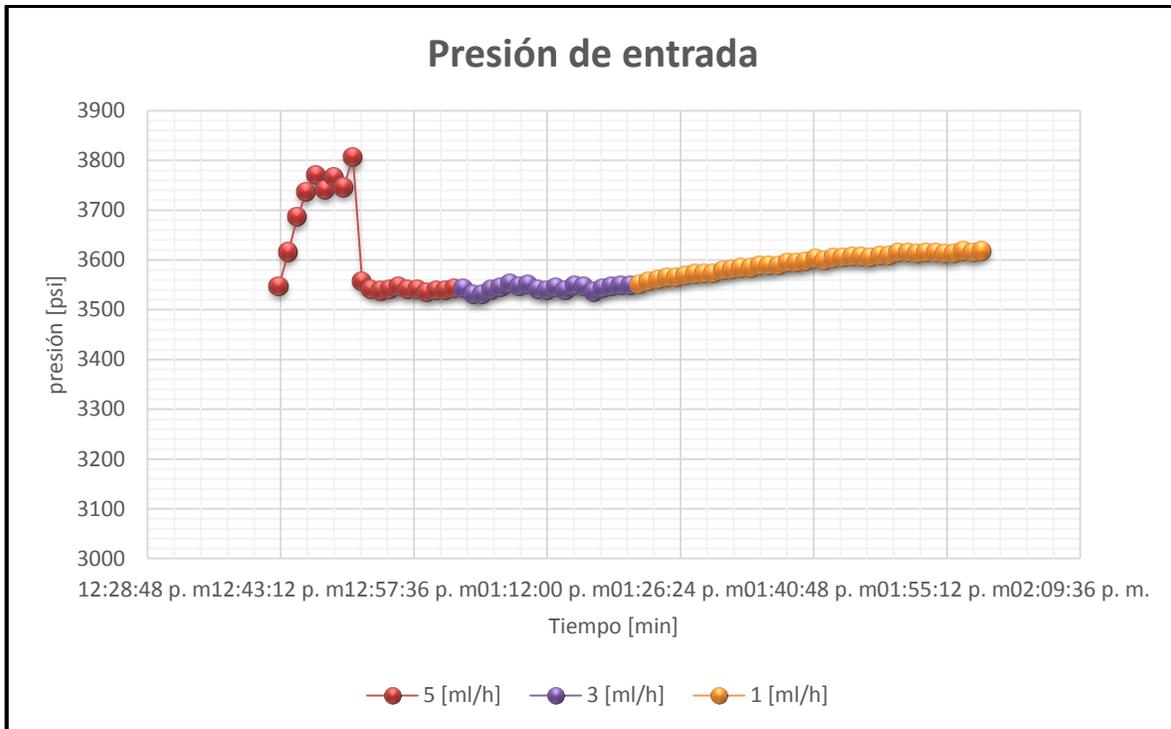
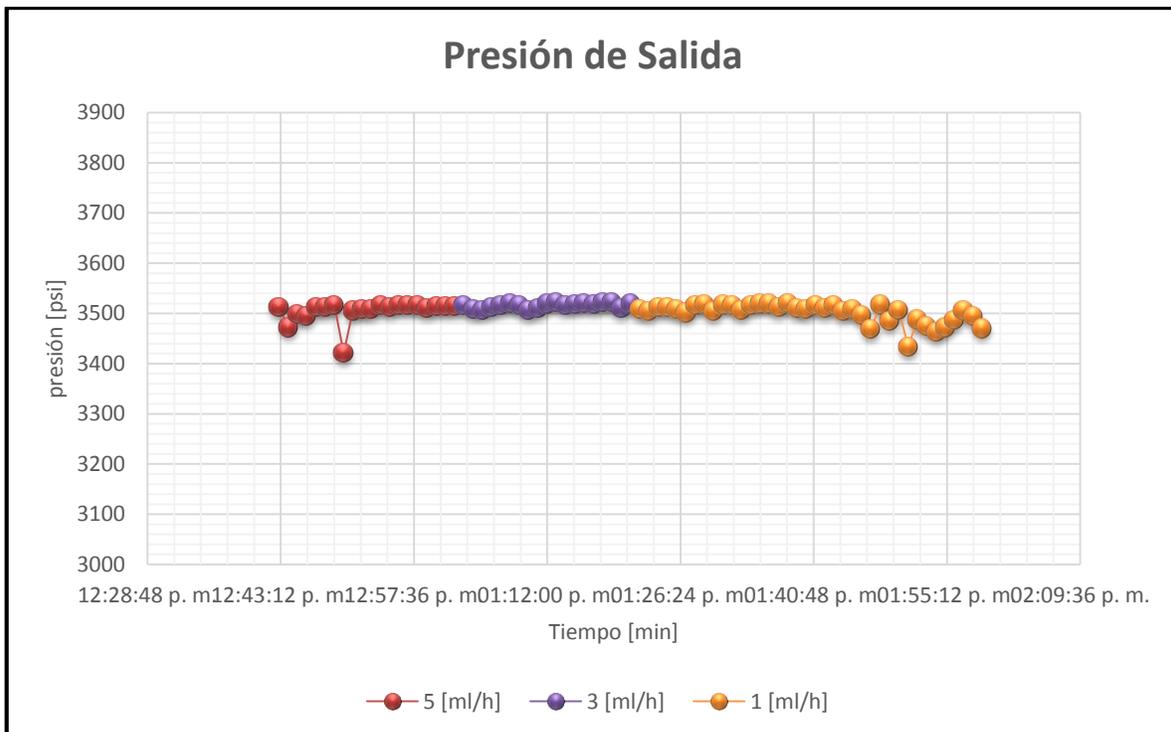


Figura 31 Gráfico de Presión de entrada vs tiempo que muestra los datos obtenidos al inyectar nitrógeno a tres diferentes gastos.



La tabla 4 muestra el promedio de los datos de presión de entrada y salida obtenidos en la prueba los cuales fueron utilizados para determinar la permeabilidad de la fractura utilizando nitrógeno.

Gasto [ml/h]	Presión entrada [psi]	Presión salida [psi]	ΔP [psi]
5	3543.30	3516.03	27.27
3	3542.30	3515.77	26.53
1	3515.77	3510.97	4.8

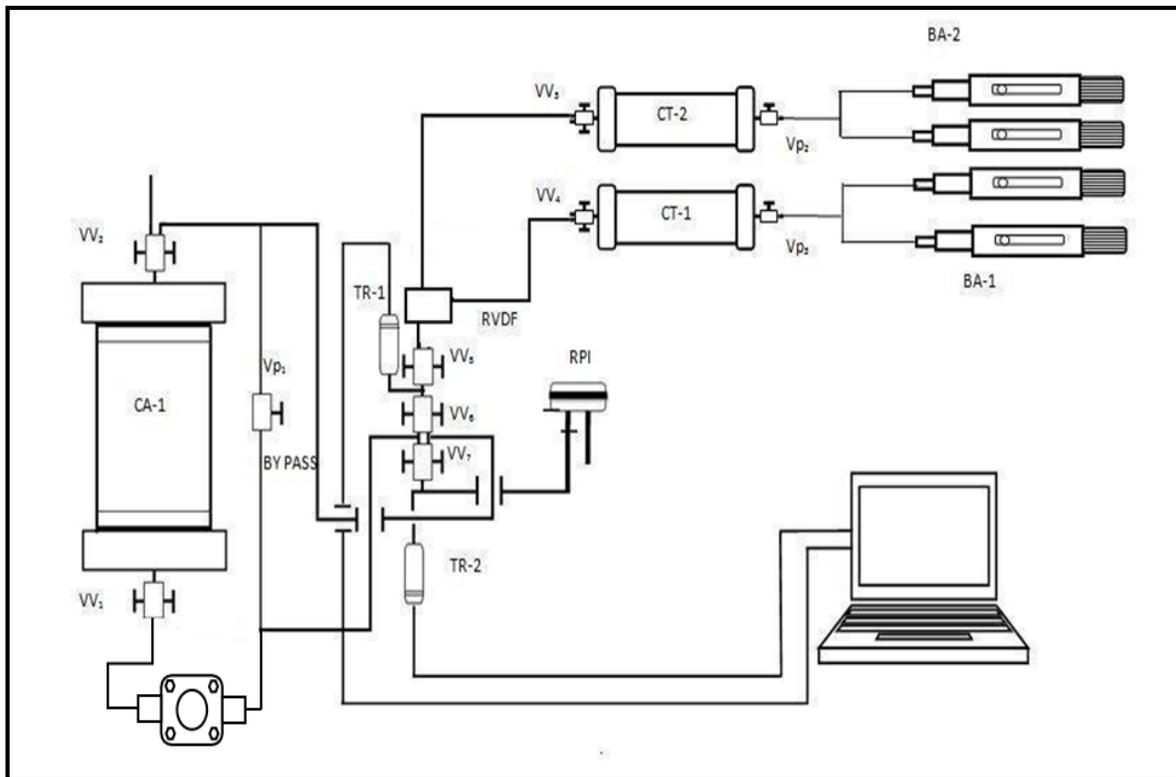
Tabla 4 Datos representativos obtenidos de la prueba de inyección de nitrógeno

Después de obtener los datos necesarios, se paró la inyección de nitrógeno y se preparó el equipo para inyectar espuma.

3.4.4 Inyección de espuma

La espuma que se inyectó a la celda fue de una calidad de 80% esto quiere decir que el 80 por ciento del fluido que formó la espuma fue nitrógeno y el 20% restante fue líquido. El líquido utilizado fue una mezcla de salmuera de una salinidad de 200000 ppm y el surfactante AMESUS-1100 a una concentración de 0.2%. La razón para usar una salmuera como líquido base fue porque la salmuera ayuda a la formación de la espuma debido a los iones libres que tiene, los cuales permiten una mejor interacción con el surfactante haciendo una espuma más estable y duradera.

Para poder generar e inyectar la espuma al sistema se incorporó un generador de espuma el cual fue colocado entre los cilindros de transferencia y el rag de válvulas, además se colocó otro cilindro de transferencia para la solución surfactante mientras el otro contendría nitrógeno, por último se colocó una mirilla para observar el flujo y formación de la espuma, esta se colocó entre la celda que contiene los núcleos y el rag de válvulas. (Figura 33).



Equipo	Simbología
Transductor	TR
Cilindro de transferencia	CT
Bombas de inyección	BA
Regulación de presión inversa	RPI
Celda de apilamiento	CA
Rack de válvulas para dirección de flujo	RVDF
Válvulas de dos vías	W
Válvulas de paso	Vp

Figura 33 Esquema del equipo utilizado con las modificaciones para inyectar espuma

El objetivo en esta etapa de la prueba fue saturar completamente la celda con espuma, por lo que no se tomó en cuenta a que gastos se inyectaba, solo se revisaba que la proporción de nitrógeno y surfactante fuera la misma.

Durante todo el proceso de inyección de espuma se observó el flujo de la misma por la mirilla, en donde se pudo observar que las burbujas eran de forma esférica y tenían un tamaño uniforme por lo que se consideró una espuma estable, con una buena textura y un tamaño promedio uniforme. (Figura 34)

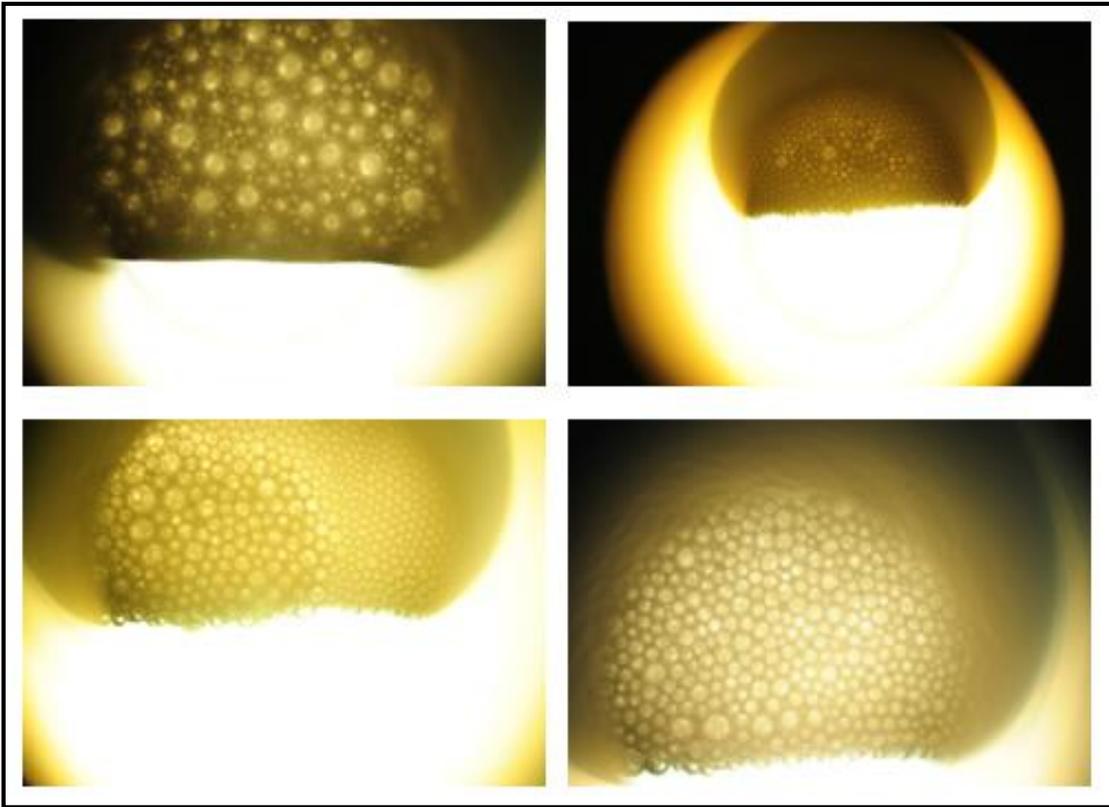


Figura 34 Proceso de formación de la espuma

Una vez que el sistema estaba completamente saturado se paró la inyección de espuma y se aisló el sistema para que la espuma reposara por un tiempo y posteriormente inyectar nuevamente nitrógeno.

3.4.5 Inyección de nitrógeno en presencia de espuma.

Antes de volver a inyectar nitrógeno se retiró el equipo para generar espuma, posteriormente se comenzó a inyectar nuevamente nitrógeno para comprobar la reducción de movilidad del nitrógeno en presencia de espuma.

Los gastos de inyección y el procedimiento fueron los mismos que en las pruebas anteriores, se inició con un gasto de 5ml/h y se esperó que las presiones de entrada y salida se estabilizaran, para después variar el gasto de inyección.

Debido a la espuma el primer efecto que se observa es que a diferencia de la primera vez que se inyectó nitrógeno el sistema requirió más tiempo para que las presiones se estabilizaran. Durante esta prueba se obtuvieron los siguientes resultados.

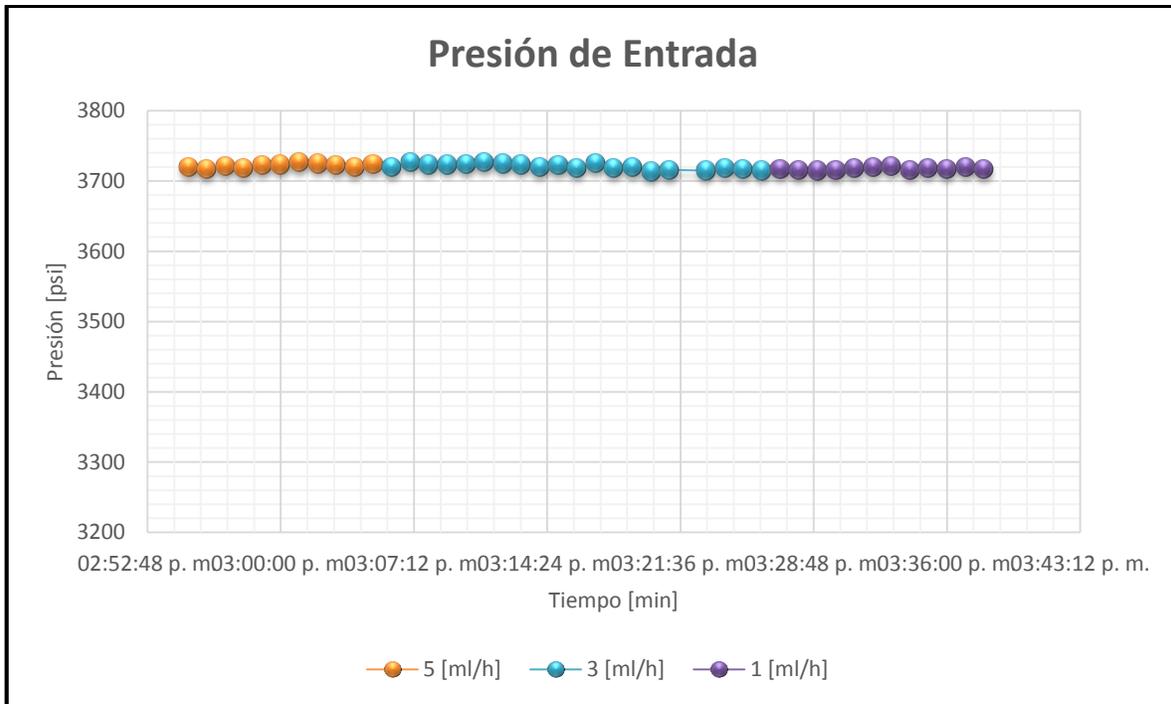


Figura 35 Grafica Presión de entrada vs tiempo, que muestra los datos obtenidos al inyectar nitrógeno en presencia de espuma a tres diferentes gastos.

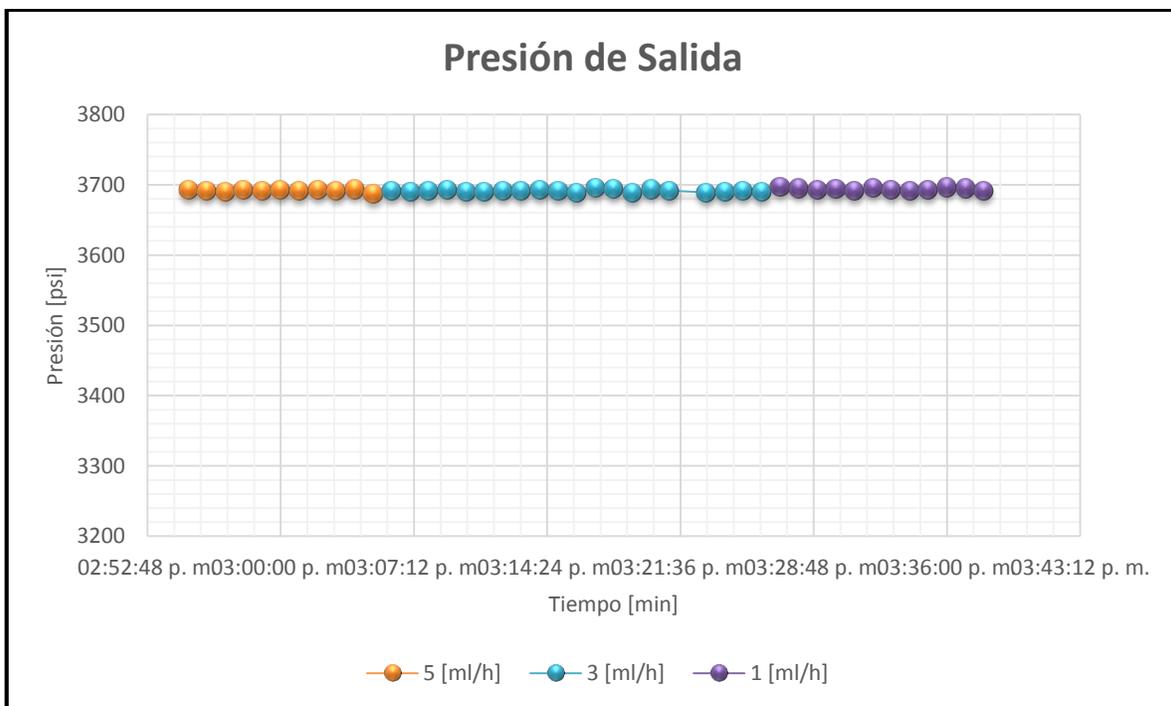


Figura 36 Grafica presión de salida vs tiempo que muestra los datos obtenidos al inyectar nitrógeno en presencia de espuma a tres gastos diferentes.

La tabla 5 muestra el resultado del promedio de los datos mostrados en las gráficas, los cuales fueron utilizados para determinar la permeabilidad de la fractura en presencia de espuma

Gasto [ml/h]	Presión de entrada [psi]	Presión de salida [psi]	ΔP [psi]
5	3725.31	3690.7	34.61
3	3718.99	3689.3	29.69
1	3716.09	3690.56	25.53

Tabla 5 Datos obtenidos de la prueba de inyección de nitrógeno en presencia de espuma

3.5 Consideraciones de las propiedades de los fluidos utilizados

Todas las pruebas se realizaron a una temperatura constante de 158°C, la razón de tomar constante la temperatura fue porque en los yacimientos la temperatura no varía considerablemente en un periodo de tiempo.

En los cálculos se consideró que la viscosidad y compresibilidad del agua bidestilada fueron constantes durante las pruebas debido a que no presentan cambios significativos con la variación de presión y temperatura. Sin embargo al utilizar nitrógeno fue necesario corregir la viscosidad debido a la de temperatura y presión, en cuanto a las correcciones debido a la compresibilidad del nitrógeno fueron consideradas en la ecuación para calcular permeabilidad al gas (ecuación 31).

El procedimiento para corregir la viscosidad del nitrógeno debido a la temperatura fue una interpolación con los datos mostrados en la tabla 6 (tomados del manual para ingenieros químicos de Perry).¹⁵

Temperatura [C]	Viscosidad [cp]
0	0.0165
21	0.0166
25	0.0179
27	0.018
170	0.02

Tabla 6 Datos de viscosidad del nitrógeno a diferentes temperaturas

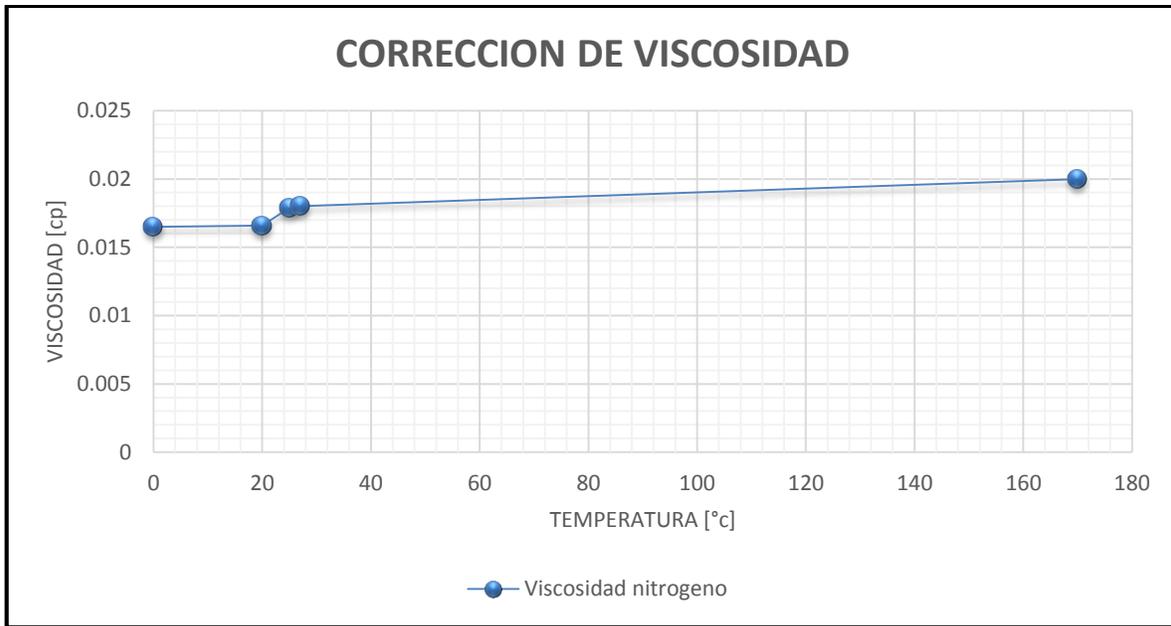


Figura 37 Grafica de viscosidad vs temperatura utilizada para calcular la viscosidad del nitrógeno a una temperatura de 158°C.

Los datos de la tabla 6 se graficaron y se obtuvo la ecuación 28, la cual se utilizó para corregir la viscosidad del nitrógeno por efecto de la temperatura.

$$\mu_g = 2 \times 10^{-5}T + 0.0169.....(28)$$

Donde

μ_g : viscosidad del nitrógeno [cp].

T: temperatura [°C].

Al utilizar la ecuación 28 se obtuvo una viscosidad de 0.02006 [cp] a una temperatura de 158°C, la cual fue la utilizada para calcular la permeabilidad de la fractura usando nitrógeno. La presión fue un término dependiente debido a que se observó el comportamiento de la presión al variar el gasto de inyección, el área transversal utilizada fue la del anillo, la longitud utilizada fue la longitud de los dos núcleos más el espaciador.

CAPITULO IV

4. RESULTADOS Y ANALISIS

4.1. Desarrollo de fórmulas.

Al utilizar gas como fluido de inyección para determinar permeabilidad se consideró que algunas propiedades del nitrógeno como la viscosidad y compresibilidad son afectadas por cambios de presión y temperatura.

4.1.1 Permeabilidad al líquido.

La permeabilidad calculada es la permeabilidad de la fractura y no la permeabilidad del sistema más la fractura, por lo tanto fue necesario calcular el gasto solo en la fractura considerando a la fractura como un anillo y que las propiedades del agua bidestilada como la viscosidad y compresibilidad no son afectadas por las altas presiones y temperaturas.

Para calcular el gasto en la fractura se utilizó la ecuación 29 propuesta por el Dr. Roberto Aguilera (1995)¹⁶, la cual asume que el área de sección transversal abierta al flujo es igual a $\pi(R_2-r_2)$ y la fuerza de empuje en la fractura es el diferencial de presión actuando en el área del anillo.

$$q_f = \frac{w^2 A \Delta P}{12 \mu L} \quad (29)$$

Donde

q_f : Gasto en la fractura [cm^3/s]

w^2 : espesor de la fractura [cm]

A: área del fractura [cm^2]

ΔP : Diferencial de presión [dinas/ cm^2]

μ : viscosidad del fluido [(Dina*s)/ cm^2]

L: Longitud de la muestra [cm]

Los gastos obtenidos con la ecuación 29 son:

Agua bidestilada [cm ³ /s]	Nitrógeno	
	Antes de inyección de espuma [cm ³ /s]	Después de inyección de espuma [cm ³ /s]
46.9	133.81	171.52
29.2	128.85	147.14
7.57	202.43	126.52

Tabla 7 Gastos de nitrógeno y agua bidestilada a través de la fractura.

Una vez calculado el gasto en la fractura se calculó la permeabilidad al líquido usando la ecuación de Darcy:

$$k = \frac{Q\mu L}{A\Delta P} \quad (30)$$

k: permeabilidad [Darcy]

Q: gasto [cm³/s]

L: Longitud de la muestra [cm]

μ : Viscosidad del agua bidestilada [cp]

Δp : Diferencial de presión [atm]

A: Área transversal de la muestra [cm²]

4.1.2 Permeabilidad al gas.

El gasto de nitrógeno en la fractura se calculó con la ecuación 29 pero debido al comportamiento del nitrógeno a altas presiones y temperaturas, primero fue necesario corregir la viscosidad del nitrógeno debido a la temperatura (ver sección 3.5).

Para determinar permeabilidad utilizando nitrógeno se utilizó la ecuación 31 la cual considera la ecuación de Darcy como punto de partida, además considera que la relación presión-volumen (PV) del nitrógeno es constante y combinado con la ecuación de gases ideales, se obtiene la ecuación 31, la cual fue propuesta por Sheidegger (1974)¹⁶.

$$k_g = \frac{Q\mu_2 P_s L}{A(P_e^2 - P_s^2)} \quad (31)$$

Q: Gasto de gas [cm³/s]

μ : Viscosidad del gas [cp]

A: Área transversal de la muestra [cm²]

P_s : Presión de salida [atm]

P_e : Presión de entrada [atm]

L: Longitud de la muestra [cm]

En este caso no se hizo corrección a la permeabilidad por efectos de deslizamiento del nitrógeno (efecto klinkerberg) porque todas las pruebas se realizaron a altas presiones (3000-3500 psi) y a estas presiones el efecto de deslizamiento puede ser despreciable, de acuerdo a los estudios de Brace y colaboradores (1968)¹⁰ y Zoback & Byerlee (1975)¹⁰ los cuales realizaron pruebas de medición de permeabilidad a presiones de entre 5 y 15 Mpa (725-2175 psi) demostrando que a presiones altas se puede despreciar el efecto de deslizamiento del gas, además el efecto Klinkerberg de acuerdo a Tanikawa y Shimamoto (2006)¹⁰ se debe tomar en cuenta cuando las permeabilidades sean menores de 10^{-18} m^2 .

4.1.3 Movilidad de la espuma.

La ecuación utilizada para calcular la movilidad de un fluido toma en cuenta la viscosidad aparente del fluido y la permeabilidad del medio poroso.

$$\lambda_i = \frac{k_i}{\mu_i} \quad (32)$$

Donde:

λ_i : movilidad de la fase [Darcy/cp]

k_i : permeabilidad de la fase [Darcy]

μ_i : viscosidad aparente de la fase [cp]

Por lo tanto para calcular la viscosidad aparente del nitrógeno en presencia de espuma se utilizó la siguiente ecuación.

$$\mu_{app} = \frac{d^2 \Delta P}{12uL_f} \quad (33)$$

Donde

d^2 : Espesor de la fractura [cm]

ΔP : Diferencial de presión [pascal]

u : Velocidad de flujo [cm/s]

L_f : Longitud de la fractura [cm]

Una vez que se obtuvieron las permeabilidades antes y después de la inyección de espuma, se calculó de la movilidad del gas antes y en presencia de espuma utilizando la ecuación 32, posteriormente con los resultados obtenidos se determinó la movilidad relativa del nitrógeno y se calculó el factor de reducción de movilidad que tiene la espuma utilizada en las pruebas.

Para calcular el factor de reducción de movilidad de la espuma se utilizó la ecuación 34 la cual fue propuesta por Saga y colaboradores (1996)¹⁸, la cual proporciona una forma de medir la eficiencia de la espuma para controlar la movilidad del gas.

$$FRM = k_g^{se} \frac{\mu_{ape}}{\mu_{apde}} \quad (34)$$

FRM: factor de reducción de movilidad

k_{se} : permeabilidad antes de espuma [Darcy]

μ_{ape} : viscosidad del gas sin espuma [pascal*s]

μ_{apde} : viscosidad del gas en presencia de espuma [pascal*s]

La razón de utilizar la ecuación 34 es porque usa la viscosidad del nitrógeno como principal punto de comparación, debido al efecto que tiene la espuma en el comportamiento del flujo del nitrógeno por lo que se considera un parámetro representativo de la diferencia entre la movilidad del nitrógeno antes y después de la inyección de espuma.

Finalmente para calcular la movilidad relativa del nitrógeno en presencia de espuma se utilizó la ecuación 35 propuesta por Dalland y Hanssen (1996)¹⁹, la cual propone una manera de comparar directamente la movilidad del gas antes de la inyección de espuma y en presencia de espuma, la ecuación se expresa de la siguiente manera:

$$\lambda_{rg} = \frac{\lambda_g(s_g=s_{gf})}{\lambda_g(s_g=1.0)} \quad (35)$$

λ_{rg} : movilidad relativa [a dimensional]

$\lambda_g(s_g=s_{gf})$: movilidad del gas en presencia de espuma en el medio poroso [Darcy/cp]

$\lambda_g(s_g=1.0)$: movilidad del gas cuando satura completamente el medio poroso [Darcy/cp]

4.2 Resultados obtenidos

Con los gastos obtenidos con la ecuación 29 y con los diferenciales de presión obtenidos durante las pruebas (tablas, 3, 4, 5) se calculó la permeabilidad de la fractura utilizando la ecuación 30 al utilizar agua bidestilada y la ecuación 31 al utilizar nitrógeno, la permeabilidad calculada usando agua bidestilada se utilizó como referencia para comparar el resultado obtenido con la permeabilidad utilizando nitrógeno y verificar que los resultados obtenidos fueran congruentes.

Con los resultados de permeabilidad obtenidos se calculó la movilidad del gas en presencia de espuma con la ecuación 32, sin embargo para utilizar la ecuación 32 fue necesario calcular la viscosidad aparente del nitrógeno en presencia de espuma utilizando la ecuación 33, la cual dio como resultado una viscosidad aparente de 0.02 [cp] en presencia de espuma. Los resultados se muestran en la siguiente tabla.

Permeabilidad [Darcy]			Movilidad del Nitrógeno [Darcy/cp]	
Agua bidestilada	Nitrógeno		Sin Espuma	Con Espuma
	Sin Espuma	Con espuma		
62.85	63.85	63.42	50.14	49.81
62.21	63.87	63.47	50.11	49.83
63.36	63.82	63.50	50.08	49.79

Tabla 8 Tabla de permeabilidades y movilidades calculadas con los datos obtenidos en las pruebas.

Como se puede apreciar en la tabla 9 la permeabilidad al gas en presencia de espuma varía muy poco con respecto a la permeabilidad sin espuma de 63.85 [Darcy] a 63.50 [Darcy], lo que significa que la espuma tiene un efecto que provoca una disminución en la permeabilidad, sin embargo este efecto no es tan evidente porque la permeabilidad obtenida es la permeabilidad aparente de la fractura y la espuma afecta principalmente a la permeabilidad relativa.

En la tabla 9 también se observa una clara disminución de la movilidad del nitrógeno de una movilidad de 50 [Darcy/cp] a 49.81 [Darcy/cp], comprobando que la espuma con calidad de 80% controla el flujo de nitrógeno a través de la fractura, sin embargo con los datos de la tabla 9 no es posible dar un porcentaje de la eficiencia de la espuma para controlar el flujo del nitrógeno por tal motivo se calculó el factor de reducción de movilidad y la movilidad relativa del nitrógeno, con los cuales se muestra una idea más clara de la eficiencia de la espuma.

El factor de reducción de movilidad (FRM), es una medida de la habilidad de la espuma para reducir la movilidad del gas dentro de un medio poroso. El FRM se calculó utilizando la ecuación 34 la cual utiliza la permeabilidad de la tabla 9 y la viscosidad aparente del nitrógeno antes y después de la inyección de espuma.

En cuanto a la relación de movilidad (λ_{rg}) generalmente es usada para ver la relación que hay entre un fluido desplazante y un fluido desplazado, sin embargo esta relación también puede usarse como parámetro para verificar la eficiencia de la espuma para bloquear el flujo de un gas a través de un medio poroso, esta relación es una cantidad a dimensional y es un factor importante en los procesos de desplazamiento debido a que afecta el barrido areal y vertical en los procesos de desplazamiento, para calcular la relación de movilidad se utilizó la ecuación 35.

FRM	λ_{rg}
81.85	0.75
72.92	1.15
39.92	0.63

Tabla 9 Factor de reducción de movilidad y movilidad relativa del nitrógeno obtenidos en las pruebas.

4.3 Análisis de resultados

De acuerdo con los resultados mostrados, la espuma con una calidad de 80% resulta ser eficiente para controlar la movilidad del nitrógeno en la fractura pues reduce en aproximadamente 1 [darcy/cp] la movilidad del nitrógeno esto puede deberse a que en medios que presentan una permeabilidad alta la espuma resulta ser más eficiente que en zonas de permeabilidad baja lo que podemos comprobar al observar las permeabilidades obtenidas que aun que no son la relativas si sufren una disminución de aproximadamente 0.40 Darcy que en un medio fracturado resulta una disminución significativa de los canales por donde fluye el gas, la espuma utilizada resulta ser eficiente para controlar problemas con el flujo de gas.

La reducción de movilidad del nitrógeno puede ser vista de dos maneras, como un incremento en la viscosidad efectiva del nitrógeno o como un decremento en la permeabilidad debido al incremento de saturación del nitrógeno atrapado y al bloqueo de las gargantas de los poros debido a las lamelas de la espuma.

Sin embargo lo que realmente hace la espuma es ocupar los canales de alta conductividad y debido la alta viscosidad de la espuma esta fluye muy lento o inclusive no fluye, por lo tanto reduce el área por donde fluye el nitrógeno obligándolo a fluir por canales de baja conductividad, o bloquea el flujo de nitrógeno entrampándolo en zonas de baja conductividad.

La movilidad relativa del nitrógeno puede ser considerada como un intento de desplazar la espuma con nitrógeno sin éxito, por lo tanto la relación entre un fluido desplazado (espuma) y un fluido desplazante (nitrógeno) se convierte en una relación de movilidad entre la inyección de nitrógeno a la fractura y la inyección de nitrógeno a la fractura cuando está completamente saturada con espuma.

Al observar la tabla 10 se puede decir que la espuma tiene una eficiencia de aproximadamente de $80\% \pm 10\%$, (el 80% es un promedio de los resultados mostrados en la tabla 4) por lo que se puede decir que es una espuma que controla el flujo de espuma satisfactoriamente.

De acuerdo con los resultados mostrados en la tabla 10 el FRM, se puede decir que la habilidad que tiene la espuma utilizada para controlar la movilidad del nitrógeno es buena pues al sacar un promedio de los resultados mostrados resulta un FRM de $60 \pm 5\%$, lo que resulta ser un buen factor de bloqueo si consideramos la apertura de la fractura de 0.05 cm. Finalmente se puede decir que la espuma es estable y eficiente para reducir la movilidad del nitrógeno.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Conclusiones

Los resultados obtenidos en las pruebas muestran que la espuma con calidad de 80% es eficiente para controlar la movilidad del gas en un sistema matriz-fractura, el cual se encuentra a condiciones de presión y temperatura similares a los de un yacimiento, además resultó tener una buena estabilidad con un tamaño y distribución de burbuja uniforme con forma esférica, por lo que se puede decir que la espuma es resistente a altas presiones y temperaturas.

Los resultados de permeabilidad absoluta utilizando nitrógeno como fluido antes de la inyección de espuma son ligeramente mayores que los valores de permeabilidad en presencia de espuma por lo que se puede concluir que la espuma utilizada tiene un ligero efecto en la permeabilidad absoluta en medios fracturados.

El factor de reducción de movilidad obtenido en la prueba mostro la habilidad que tiene la espuma para bloquear la movilidad del nitrógeno y la movilidad relativa calculada mostro la eficiencia de la espuma para reducir el flujo de nitrógeno a través de la fractura.

Usar una salmuera como líquido base proporciono que la espuma resistiera la salinidad que se tenía en el sistema y ayudo a la formación de la espuma debido a los iones libres que permiten una mejor interacción con el surfactante, lo que generó una espuma más estable y con una mejor textura.

De acuerdo con los volúmenes de salmuera, surfactante y nitrógeno que se inyectaron en la celda durante las pruebas para saturar el medio, la espuma es económicamente más rentable que inyectar polímeros e incluso puede sustituir la inyección de ASP (alcalino-surfactante-polímero), pues la cantidad de químicos para generar la espuma fue mínima pues solo se utilizó un 0.02% de surfactante.

Finalmente con los resultados obtenidos en las pruebas, se puede concluir que la espuma es útil para controlar la movilidad de gas en medios fracturados y es apta para ser usada en procesos de recuperación mejorada los cuales involucren la inyección de gas para mejorar la eficiencia de barrido o incluso puede ser utilizada como un mecanismo de recuperación mejorada y para ser utilizada en pozos donde el flujo de gas represente un problema para la producción de aceite.

Recomendaciones

Debido a que el trabajo presentado solo se enfoca en el control de movilidad de gas mediante el uso de espuma, se puede considerar hacer pruebas de desplazamiento de aceite debido a la espuma. Además se pueden complementar las pruebas realizadas variando los factores que se tomaron como constantes, como el espesor de la fractura, la forma de la fractura, la temperatura, calidad de la espuma, el método de generación de la espuma etc., por lo que todas estas pruebas pueden ser consideradas como una extensión de este trabajo.

Los núcleos que se utilicen en las pruebas deben de ser representativos del yacimiento, además para modelar la espuma se debe tomar en cuenta la calidad de la espuma, densidad de la espuma, degradación de la espuma, regeneración de la espuma, control de movilidad, bloqueo de la espuma, entrapamiento de la espuma, reducción de la tensión superficial de agua-aceite, absorción del surfactante, las condiciones del yacimiento como tipo de roca, presión, temperatura e interacción de la espuma con el aceite, etc.

Durante las pruebas realizadas, la inyección de espuma fue continua pero se recomienda tomar en cuenta el problema a resolver en el yacimiento, para decir que tipo de inyección se debe implementar, es decir si la inyección de espuma será continua o será inyección de espuma por baches.

Para obtener resultados favorables en las pruebas se recomienda trabajar con espumas de calidad alta, es decir con espumas que tengan una calidad mayor o igual a 80%, además de realizar las pruebas a condiciones de yacimiento.

BIBLIOGRAFIA

1. Rodríguez Nieto Rafael. "Apuntes de principios de mecánica de yacimientos". Facultad de ingeniería. UNAM.
2. Donalson C. Erle. "Enhanced oil recovery II, Processes and operations". Elsevier. USA. 1989.
3. Cipriano M. Lorenzo. "Inyección de espumas en proyectos de recuperación mejorada, control de movilidad de gas". Tesis de licenciatura, UNAM. 2011.
4. Yan W., Miller C.A. Hirasaki G.J., "Foam Sweep in fractures for enhanced oil recovery". MS-362, Rice University, Chemical and Biomolecular Engineering Department. Huston. Tx. USA. 2005.
5. Poleo Caraballo R. Alejandra. "Estudio de las interacciones polímero/surfactante en el flujo de espumas mejoradas con polímeros en medios porosos ideales.". Tesis de maestría. Universidad central de Venezuela. Marzo 2004.
6. Gonzales Llama O. "Mobility control of chemical EOR fluids using foam in highly fractured reservoirs". Tesis, University of Texas. 2011.
7. Patton John T. "Enhanced oil recovery by CO2 foam flooding" Department of chemical engineering. New Mexico University. 1982.
8. Qiang Xn B.S. "Theoretical and experimental study of foam for enhanced oil recovery and acid diversion". Tesis doctorado. Universidad de Texas. 2003
9. Mohammed I. et. al. "Foam dynamics in porous media and its applications in enhanced oil recovery: review". University Teknologi Petronas. Malaysia. 2011
10. Tanikawa W., Shimamoto T., "Klinkenberg effect for gas permeability and its comparison to water permeability for porous sedimentary rocks". Department of geology and mineralogy, faculty of science, Kyoto University. 2006.
11. Lopera C., et. al. "Fluidos divergentes como alternativa de recobro mejorado en yacimientos naturalmente fracturados: un estudio experimental." Boletín de ciencias de la tierra N° 25. Universidad nacional de Colombia. 2008.
12. Contreras E.L., García P., "Desarrollo y aplicación de la capacidad para realizar pruebas de desplazamiento dinámico en muestras de núcleos de perforación de pozos petroleros" UNAM.
13. Farajzadeh A. "Investigation of immiscible and miscible foam for enhancing oil recovery". Shell internacional exploracion y producción. 2010.
14. Salager Jean L., Anderes J.M., "Influencia de la formulación sobre espumas". Laboratorio FIRTP, Escuela de Ingeniería Química, Universidad de los Andes. Venezuela. 1999.

15. Fengli Robert. et. al. "Foam mobility control for surfactant enhanced oil recovery." Artículo SPE Marzo 2010.
16. Hirasaki George J. Et al. "Recent advances in surfactant EOR". Paper SPE. 2011.
17. Srivasta Mayank, Nguyen Q. "Application of gas for mobility control in chemical EOR in problematic carbonate Reservoir Artículo SPE 2010.
18. Skoreyko Fraser. Et. al., "development of a new foam EOR model from laboratory and field data of naturally fractured cantarell field". Paper SPE 2012.
19. Farajzadeh F. Et. al., "Foam oil interaction in porous media: implications for foam assisted enhanced oil recovery". Artículo SPE. 2012.
20. Balan H.O. Et.al. "Modeling of foamed gas mobility in permeable porous media". Artículo SPE 2012.
21. Renkema W.J., Rossen w.R. "Success of SAG processes in heterogeneous reservoirs". Artículo SPE 2007.
22. Scherman Laurier, Wassmuth F. "Foams: Basic principles". Petroleum Recovery Institute. Canada. 1994.
23. Larry W. Lake. "Enhanced oil recovery". Prentice hall. New Jersey. USA. 1989.
24. Srivastava M, Tech B., "Foam assisted low interfacial tension enhanced oil recovery". Tesis Doctorado. Texas University. 2010.
25. Teknica. "Enhanced oil recovery". Teknica petroleum services Ltd. Calgary Alberta. 2011.
26. Hirasaki George. Et al. "surfactant based enhanced oil recovery and foam mobility control". Rice university, department of chemical engineering. 2004.
27. Rossen William R. "Mechanistic studies of improved foam EOR processes." University of texas, center for petroleum and geosystems engineering. 2005.
28. Vikingstad A.Kari. "Static and dynamic studies of foam and foam-oil interactions". Dissertation For the degree philosophiae doctor. University of Bergen. 2006.