UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

INYECCIÓN DE ESPUMAS EN PROYECTOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA; CONTROL DE MOVILIDAD DEL GAS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

I N G E N I E R O P E T R O L E R O

P R E S E N T A:

CIPRIANO MATÍAS LORENZO

DIRECTOR

DR. ERICK E. LUNA ROJERO

DIRECTOR ADJUNTO

M. C. HERÓN GACHUZ MURO

MÉXICO, D.F., 2011

AGRADECIMIENTOS

Los seres humanos desde que nacemos necesitamos de terceros para poder sobrevivir y somos resultado de ello, en lo personal agradezco a aquellos que me han ayudado de forma incondicional y sobre todo a los que lo hacen de forma involuntaria.

Agradezco a ***Dios*** por darme otra oportunidad de vivir e iluminarme en momentos obscuros de mi vida. Queda en mí un sentimiento de agradecimiento y reconocimiento, por lo que dedico el presente trabajo en honor a la memoria de los caídos el 31 de Enero del presente año, en especial a ***Elidia***.

A mis padres: ***Irene Lorenzo*** y ***Cipriano Matías*** por su apoyo incondicional en las vivencias buenas y malas. Me es grato reconocer su atención durante mi vida educativa y remarcar que este triunfo es resultado de sus buenas enseñanzas y sobre todo de su confianza.

Otro de los pilares importantes en mi familia es el apoyo de mis hermanos: ***Humberto, Norma, Jaime, Marco Antonio, Epifanio,*** así como mi cuñado ***Santos*** y cuñada ***Hilda***. Agradezco de forma especial a Humberto por su patrocinio en los últimos meses de mi carrera. De la misma forma aprovecho para agradecer a ***Toda mi Familia*** que han estado a la expectativa de mis estudios y salud.

Con los amigos compartimos experiencias y conocimiento, por lo que agradezco su apoyo a los amigos: ***Jorge, Iván, Efraín, Gerardo, Memo, Anahí, Imelda, Carmen, Rafa, Aaron, Maribel, Anayeli, Diana, Fabis, Edison, Edgar, Sebastián, Víctor, Capi, los Raguas,*** etc… y sobre todo a ***Iveth*** por demostrarme su amistad y cariño en todo momento, tendré un grato recuerdo de ustedes y consideraré todos su consejos. A los que me hicieron falta nombrarlos saben que están presentes en mi vida de forma especial.

Al ***Dr. Erick E. Luna Rojero*** por su tiempo disponible para la dirección del presente trabajo, correcciones y consejos. A mi asesor ***M. C. Herón Gachuz Muro,*** que la distancia no fue obstáculo para hacer cada revisión de mi trabajo, deseándoles éxito en sus proyectos y estudios, respectivamente. Agradezco de forma sincera al profesor ***Conrado López Miguel*** por la revisión de estilo del trabajo. A si mismo aprovecho para agradecer a todos los profesores que formaron en mí un conocimiento amplio e íntegro durante mi vida académica.

Agradezco a mi Alma Mater, la ***Universidad Nacional Autónoma de México*** en especial a la ***Facultad de Ingeniería*** por el ofrecimiento de sus servicios y su enseñanza de calidad que forjaron en mí un profesionista íntegro y sobre todo el orgullo de ser puma.

Con cariño y sinceridad…….!

Matías Lorenzo Cipriano

ÍNDICE

Agradecimientos---------- *(i)*

Lista De Figuras---------- *(vii)*

Lista De Tablas---------- *(xii)*

INTRODUCCIÓN……(01)

I. ANTECEDENTES……(03)

I.1 DIFERENCIA ENTRE LOS PROCESOS DE EOR E IOR----------(04)

I.1.1 Definición de EOR ----------(04)

I.1.2 Definición de IOR----------(05)

I.2 UBICACIÓN DE LAS ESPUMAS DENTRO DE LOS PROCESOS DE EOR----------(06)

I.3 APLICACIONES DE LA ESPUMA EN LA INDUSTRIA PETROLERA ----------(08)

I.3.1 Espumas en Procesos de EOR----------(09)

I.3.2 Perforación----------(10)

I.3.3 Estimulación de Pozos----------(12)

I.3.4 Remediación Ambiental----------(14)

I.3.5 Contraincendios ----------(15)

I.4 IMPORTANCIA DE LAS ESPUMAS EN LOS PROCESOS DE EOR ----------(15)

II. ASPECTOS BÁSICOS DE LAS ESPUMAS……(17)

II.1 DEFINICIÓN DE ESPUMAS----------(18)

II.2 ESPUMAS EN BULTO (“IN BULK”)---------- ----------(18)

II.2.1 Definición----------(18)

II.2.2 Calidad----------(18)

II.2.3 Características Principales----------(19)

II.2.4 Espesor Crítico ----------(20)

II.2.5 Presión Capilar----------(21)

II.2.6 Tensión Superficial----------(21)

II.2.7 Reología ----------(22)

II.3 ESPUMAS EN UN MEDIO POROSO----------(23)
II.3.1 Espuma de Gas Continuo----------(24)
II.3.2 Espuma de Gas Discontinuo----------(24)
II.3.3 Textura de Una Espuma----------(25)
II.4 MECANISMOS DE FORMACIÓN DE ESPUMAS----------(26)
II.4.1 Formación en un Medio Poroso----------(26)
II.4.1.1 Mecanismo por "*Snap-off*"----------(26)
II.4.1.2 *División de lamelas* ----------(28)
II.4.1.3 Mecanismo por "*Leave-behind*" ----------(28)
II.4.2 Formación en un Medio Artificial ----------(30)
II.5 MECANISMOS DE DESTRUCCIÓN DE ESPUMAS ----------(30)
II.5.1 Succión Capilar----------(30)
II.5.2 Difusión del Gas----------(31)
II.6 SURFACTANTES ----------(32)
II.6.1 Naturaleza del Surfactante----------(32)
II.6.2 Importancia del Surfactante en la Espuma----------(33)

III. FLUJO DE ESPUMA EN UN MEDIO POROSO……(35)
III.1 FUNDAMENTOS DE FLUJO EN UN MEDIO POROSO----------(36)
III.2 FUNDAMENTOS DE FLUJO DE ESPUMAS EN UN MEDIO POROSO----------(37)
III.2.1 Introducción----------(37)
III.2.2 Efectos del Aceite en Espumas----------(39)
III.2.3 Efecto de la Mojabilidad en la Estabilidad de las Espumas----------(41)
III.2.4 Flujo de Espumas en Tubos Capilares----------(42)
III.2.5 Efectos de Heterogeneidades en Flujo de Espumas ----------(45)
III.3 TEORÍA DE FLUJO FRACCIONAL PARA FLUJO DE ESPUMAS----------(46)
III.3.1 Fundamentos Teóricos ----------(46)
III.3.2 Método----------(47)
III.3.3 Resultados y Conclusiones----------(49)
III.4 FLUJO DE ESPUMAS EN UN MEDIO POROSO HOMOGÉNEO----------(52)
III.4.1 Movilidad de las Espumas----------(52)
III.4.2 Observaciones de Experimentos----------(54)
III.5 FLUJO DE ESPUMAS EN UN MEDIO POROSO FRACTURADO----------(55)

III.5.1 Fracturas Homogéneas----------(56)
III.5.1.1 Viscosidad Aparente----------(56)
III.5.1.2 Medición del Tamaño de Burbujas----------(58)
III.5.1.3 Viscosidad Aparente de Espumas en Bulto en Fracturas-----(59)
III.5.2 Fracturas Heterogéneas----------(61)
III.5.2.1 Viscosidad Aparente----------(62)
III.5.2.2 Visualización del Flujo de Espumas ----------(63)
III.5.2.3 Caída de Presión en Fracturas----------(65)

IV. CRITERIOS PARA LA APLICACIÓN DE ESPUMAS EN PROYECTOS DE EOR....(68)
IV.1 INTRODUCCIÓN ----------(69)
IV.2 CARACTERIZACIÓN DE LAS ESPUMAS Y PROBLEMAS A RESOLVER----------(69)
IV.2.1 Problemas Resueltos Mediante Espuma----------(69)
IV.2.2 Clases de Espumas----------(70)
IV.3 MODOS DE INYECCIÓN----------(72)
IV.3.1 Espumas Preformadas----------(73)
IV.3.2 Espumas de Co-inyección----------(74)
IV.3.3 Espumas SAG----------(76)
IV.4 APLICACIONES DE ESPUMAS EN CAMPO DEPENDIENDO DE LA PRESIÓN-(77)
IV.4.1 Aplicaciones a Baja Presión- ----------(77)
IV.4.2 Aplicaciones a Alta Presión----------(79)
IV.5 APLICACIONES DE ESPUMAS EN POZOS PRODUCTORES----------(81)
IV.5.1 CSS (Estimulación Cíclica de Vapor)----------(81)
IV.5.2 Problemas de Conificación del Gas----------(82)
IV.6 SELECCIÓN DEL SURFACTANTE----------(83)
IV.7 FORMA DE IMPLANTACIÓN----------(85)

V. CONTROL DE MOVILIDAD DEL GAS.....(88)
V.1 INTRODUCCIÓN ----------(89)
V.2 MOVILIDAD DEL LÍQUIDO EN ESPUMAS----------(90)
V.3 MOVILIDAD DEL GAS EN ESPUMAS----------(91)
V.3.1 Mecanismos de Reducción de Movilidad del Gas----------(91)
V.3.2 Permeabilidad Relativa del Gas en Espumas----------(93)

V.3.3 Saturación de Gas Entrampado----------(98)
V.3.4 Viscosidad del Gas en Espumas ----------(100)
V.4 FACTOR DE REDUCCIÓN DE MOVILIDAD ----------(101)

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES……(103)

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS……(105)

LISTA DE FIGURAS

CAPÍTULO I

Fig.1. 1 Clasificación de los métodos de recuperación de hidrocarburos (Apuntes de Recuperación Secundaria y Mejorada).

Fig.1. 2 Mecanismos de recuperación de aceite (Apuntes de Recuperación Secundaria y Mejorada).

Fig.1. 3 Control de la producción de gas mediante espumas (Kari, 2006).

Fig.1. 4 Control de Movilidad del Gas: a) pobre eficiencia de barrido, b) canalización del gas y c) segregación gravitacional (Kari, 2006).

Fig.1. 5 Infraestructura superficial para la perforación con espuma (Total Wellhead & Rental Tools).

Fig.1. 6 Trabajo de acidificación (Oil Gas Drilling Technology Update).

Fig.1. 7 Ilustración de inyección de surfactante asistido con espumas en el desplazamiento de un agente contaminante (Kari, 2006).

Fig.1. 8 Mecanismo de acción de la espuma en contraincendios (Kari, 2006).

CAPÍTULO II

Fig.2. 1 Características de una burbuja de gas en una espuma (Weaire y Hutzler, 1999).

Fig.2. 2 Incremento de la fracción de líquido de a) a d) (Weaire y Hutzler, 1999).

Fig.2. 3 Esquema de la función de la presión de ruptura (Rossen, 1994).

Fig.2. 4 Modelo reológico de la espuma.

Fig.2. 5 Tamaño de burbuja menor que el poro.

Fig.2. 6 Tamaño de la burbuja mayor que el poro.

Fig.2. 7 Espuma de gas continuo (Rossen, 1994).

Fig.2. 8 Espuma de gas discontinuo (Rossen, 1994).

Fig.2. 9 Comparación de un flujo convencional de agua-gas con una espuma débil y una fuerte (Dholkawala y colaboradores, 2007).

Fig.2. 10 Esquema del mecanismo de formación de espumas por "*Snap-off*"; (a) entrada de gas en una garganta de poro, (b) la burbuja de gas pasa al poro y (c) el líquido forma una lente en la garganta de poro (Kovscek y Radke, 1994).

Fig.2. 11 Disminución de la presión capilar para la formación de una lamela mediante el mecanismo *Snap-off*.

Fig.2. 12 Esquema del mecanismo de *División de lamelas* (Kovscek y Radke, 1994).

Fig.2. 13 Esquema del mecanismo de *Leave-behind* (Kovscek y Radke, 1994).

Fig.2. 14 Esquema en 2D del mecanismo *Leave-behind* (Rossen, 1994).

Fig.2. 15 Lamela a través de una garganta de poro (Kovscek y Radke, 1994).

Fig.2. 16 Destrucción por difusión del gas.

Fig.2. 17 Esquemas del comportamiento del surfactante (Tanzil, 2001).

CAPÍTULO III

Fig.3. 1 Vista seccional de un poro en donde la fase mojante se encuentra en la esquina del poro (Kovscek y Radke, 1994).

Fig.3. 2 Imagen de dos dimensiones en la que el aceite se encuentra emulsionado en pequeñasgotas dentro de los bordes de Plateau (Wasan y colaboradores, 1994).

Fig.3. 3 Película de Emulsión, Pseudoemulsión y Bordes de Plateau que contienen burbujas de aceite (Wasan y colaboradores, 1994).

Fig.3. 4 Configuración del aceite en la interfase del gas y la solución acuosa. a) Aceite dentro de la solución, b) gota de aceite separada por una película de pseudoemulsión, c) lente de aceite y d) capa de aceite en la superficie de la solución (Wasan y colaboradores, 1994).

Fig.3. 5 Mecanismos que afectan la viscosidad aparente en capilares lisos (Hirasaki y Lawson, 1985).

Fig.3. 6 Configuración de la burbuja cuando están separadas y cuando se encuentran en contacto (Hirasaki y Lawson, 1985).

Fig.3. 7 Curva de presión capilar durante un desplazamiento de dos fases (Khatib y colaboradores, 1988).

Fig.3. 8 Curva de flujo fraccional para un flujo de gas-agua en ausencia de espuma(Dholkawala y colaboradores, 2005).

Fig.3. 9 Curva de flujo fraccional de espuma; a) $\boldsymbol{u_t = 1.02[ft/d]}$ y b) $\boldsymbol{u_t = 8.31[ft/d]}$(Dholkawala y colaboradores, 2005).

Fig.3. 10 Curva de flujo fraccional en tercera dimensión a diferentes valores de $\boldsymbol{u_t}$(Dholkawala y colaboradores, 2005).

Fig.3. 11 Perfiles de textura de la espuma; a)$\boldsymbol{u_t = 1.02[ft/d]}$, b) $\boldsymbol{u_t = 4.91[ft/d]}$ y c) $\boldsymbol{u_t = 8.31[ft/d]}$ (Dholkawala y colaboradores, 2005).

Fig.3. 12 Perfiles de presión; a) $\boldsymbol{u_t = 1.02[ft/d]}$ y b) $\boldsymbol{u_t = 8.31[ft/d]}$ (Dholkawala y colaboradores, 2005).

Fig.3. 13 Movilidad relativa para espuma de CO_2 (Heller y colaboradores, 1985).

Fig.3. 14 Esquema experimental para medir la movilidad del gas (Rossen, 1994)

Fig.3. 15 Relación entre el gradiente de presión y la velocidad intersticial (Gauglitz y colaboradores, 2002).

Fig.3. 16 Diagrama detallado del modelo de fractura homogénea (Wei Yan y colaboradores, 2006).

Fig.3. 17 Efecto de la velocidad de flujo y del flujo fraccional en la viscosidad aparente de la espuma para una apertura de 0.2 [mm] y un diámetro de burbuja de 0.4 [mm] (Wei Yan y colaboradores, 2006).

Fig.3. 18 Efecto de la velocidad de flujo y del flujo fraccional en la viscosidad aparente de la espuma para una apertura de 0.2 [mm] y un diámetro de burbuja de 0.8 [mm] (Wei Yan y colaboradores, 2006).

Fig.3. 19 Medición del tamaño de burbuja; método de imagen y tubo capilar (Wei Yan y colaboradores, 2006).

Fig.3. 20 Viscosidad aparente de espumas en bulto: medición y predicciones (Wei Yan y colaboradores, 2006).

Fig.3. 21 Diagrama detallado del modelado de la fractura heterogénea (Wei Yan y colaboradores, 2006).

Fig.3. 22 Viscosidad aparente para una relación de apertura de 0.1/0.2 [mm] (Wei Yan y colaboradores, 2006).

Fig.3. 23 Viscosidad aparente para una relación de apertura de 0.05/0.15 [mm] (Wei Yan y colaboradores, 2006).

Fig.3. 24 Esquema experimental usado por Kovscek y colaboradores (1995).

Fig.3. 25 Morfología de la espuma dentro de la réplica transparente de la fractura;a) alto porcentaje (calidad) de gas y b) bajo porcentaje de gas (Kovscek y colaboradores, 1995).

Fig.3. 26 Caída de presión vs gasto másico de nitrógeno, a tres gastos constantes de líquido. El número en paréntesis es el flujo fraccional de gas (Kovscek y colaboradores, 1995).

Fig.3. 27 Caída de presión vs gasto másico de la fase acuosa a gasto de gas constante(Kovscek y colaboradores, 1995).

Fig.3. 28 Caída de presión de espuma pregenerada y generada en sitio en función del gasto másico de la solución acuosa (Kovscek y colaboradores, 1995).

CAPÍTULO IV

Fig.4. 1 Problemas resueltos con la inyección de espumas. a) Segregación gravitacional, b) zona ladrona y c) canalización en fracturas.

Fig.4. 2 Equipo superficial para la inyección de espumas (basado de Wong y colaboradores, 1997).

Fig.4. 3 Inyección de espuma formada en superficie mediante un generador artificial.

Fig.4. 4 Inyección de espuma mediante el proceso de co-inyección.

Fig.4. 5 Caída de presión en cinco secciones de núcleo para una co-inyección (Tortopidis y Shallcross, 1994).

Fig.4. 6 Espuma formada en medio poroso mediante el proceso SAG.

Fig.4. 7 Procedimiento de selección de surfactante (Casteel J. F. y colaboradores 1988).

Fig.4. 8 Diagrama de criterios de escrutinio para la aplicación de espuma en proyectos de EOR (Turta y Singhal 1998).

CAPÍTULO V

Fig.5. 1 Efecto de la espuma en la permeabilidad relativa al agua (Bernard y colaboradores, 1965).

Fig.5. 2 Efecto de las lamelas en el flujo de gas (Falls y colaboradores, 1988).

Fig.5. 3 Efectividad de la espuma en la reducción de la permeabilidad al gas (Bernard y Holm, 1964).

Fig.5. 4 Estabilidad de la espuma en un empacamiento de arena de 125 [D], 30 [ft] de longitud y un gradiente de presión de 5 [psi/ft] (Bernard y Holm, 1964).

Fig.5. 5 Estabilidad de la espuma en un empacamiento de arena de 4 [D], 30 [ft] de longitud y un gradiente de presión de 5 [psi/ft] (Bernard y Holm, 1964).

Fig.5. 6 Estabilidad de la espuma en una arena Berea de 110 [mD], 30 [ft] de longitud (Bernard y Holm, 1964).

Fig.5. 7 Relación de la permeabilidad al gas con respecto a la concentración del agente espumante; gradiente de presión 20 [psi/ft] (Bernard y Holm, 1964).

Fig.5. 8 Efecto de la espuma en la saturación de gas o líquido (Bernard y Holm, 1964).

Fig.5. 9 Estabilidad de la espuma en presencia de aceite (Bernard y Holm, 1964).

Fig.5. 10 Cambio de la saturación del gas entrampado a diferentes concentraciones de surfactante (Bernard y colaboradores, 1965).

Fig.5. 11 Efecto del aceite en la capacidad de la espuma para entrampar gas (Bernard y colaboradores, 1965).

Fig.5. 12 Comparación de una textura tosca y una fina (Falls y colaboradores, 1988).

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Tensión superficial de soluciones acuosas.

Tabla 4.1 Tipos de espuma en procesos de EOR.

INTRODUCCIÓN

La producción del combustible fósil ha disminuido a nivel nacional considerablemente en los últimos años, y dado que nuestra economía depende en gran medida de los ingresos por la venta de esta fuente de energía, se deben buscar nuevas técnicas y mejores prácticas para la explotación del petróleo y el gas.

México tiene la tarea de explorar nuevas tecnologías para explotar los yacimientos agotados, incrementar el Factor de Recuperación final (FR) de campos maduros, e iniciar la explotación en aguas profundas. Se considera que las alternativas anteriores serán fundamentales para solventar el problema del petróleo, ya que el volumen remanente de hidrocarburo era del 82% de las reservas 1P hasta enero del 2010 (Ponencia: Potencial de aplicación de la Recuperación Mejorada en México, UNAM, Febrero de 2011, Dr. Edgar Rangel Germán).

Gran parte de la reserva remanente de hidrocarburo está en los Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF), además de aportar la mayoría de la producción. Por la dificultad de comunicación hidráulica entre la fractura y la matriz gran parte del petróleo se queda en ésta última, por ejemplo, en Cantarell se ha producido únicamente el 18% del aceite original en la matriz, mientras que en la fractura se ha agotado el 81.7% (Ponencia: Potencial de aplicación de la Recuperación Mejorada en México, UNAM, Febrero de 2011, Dr. Edgar Rangel Germán).

Una forma de incrementar el factor de recuperación de hidrocarburo es implementar algún Método de Recuperación Mejorada. Dichos métodos no se han probado en YNF de manera amplia, tal es el caso de la inyección de espumas que ha sido utilizada en algunos pozos del Yacimiento Akal con resultados satisfactorios.

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

En este trabajo se plantea la hipótesis de que se pueden evitar estos problemas mediante el uso de espumas en un proceso de inyección de gas o para prevenir la conificación

de su casquete. Esta aseveración es fundamentada en los proyectos de investigación y en las experiencias preliminares que se tienen en México.

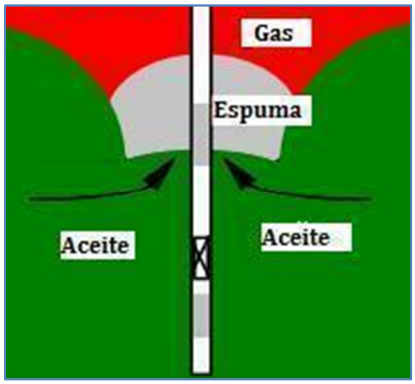
Las espumas se definen como una aglomeración de burbujas de gas separadas por una pequeña película de líquido llamada *lamela*. Con base en lo anterior, se constituyen por dos elementos; líquido (agua y surfactante) y gas, en donde el surfactante ayuda a la formación y estabilidad de la espuma en el medio poroso. La formación de la espuma entrampa al gas y modifica su comportamiento reológico a través de la viscosidad aparente. Cuando la espuma se inyecta en forma de baches, su comportamiento es de taponamiento, lo cual no permite que el fluido inyectado detrás de ésta fluya rápido, provocando así una disminución en la relación de movilidad entre el fluido desplazante y el desplazado.

El objetivo del presente trabajo es exponer el estado del arte de la inyección de espumas. Se plasma el conocimiento básico de sus características fundamentales, así como su caracterización reológica. De la misma forma, se pretende describir su comportamiento de flujo en el medio poroso.

Se contemplaron estudios importantes sobre la aplicación de las espumas en Estados Unidos y en el Mar del Norte en medios porosos homogéneos y heterogéneos, enfatizando en el segundo ya que México cuenta con campos en los cuales la inyección puede ser exitosa, tal es el caso del Yacimiento Akal.

CAPÍTULO I

ANTECEDENTES



I.1 DIFERENCIA ENTRE LOS PROCESOS DE EOR E IOR

Ha existido una gran confusión entre un proceso de EOR (Enhanced Oil Recovery) y uno de IOR (Improved Oil Recovery); ya que en algunas ocasiones se pueden confundir como sinónimos o como procesos que uno está comprendido en el otro. Es importante hacer dicha diferencia; ya que la inyección de espuma a veces puede ser un proceso de EOR o como un proceso auxiliar de éste, tomado en cuenta la inyección como un proceso de IOR, pero ¿cuál es la diferencia entre estos dos procesos?...

I.1.1 Definición de EOR

La confusión de estos términos llevó a que se realizara una conferencia en junio de 2006 en Yakarta, Indonesia nombrada *"IOR-EOR Confusing Terminology? Why do government need to about it"* por Gunnar V. Soiland. Dichas definiciones coinciden con las del Dr. Larry y W. Lake. EOR (Recuperación Mejora de Aceite) lo definieron como: *"un término internacional para referirse a la recuperación estimulada. Comprende la inyección de fluidos ajenos al yacimiento y que generan un desplazamiento de aceite más efectivo que los que se obtienen por los mecanismos de empuje asociado al mismo. Excluye el mantenimiento de presión, así como la inyección de agua"*.

Green y Willhite (1998) diferencian claramente a un proceso de EOR con un proceso de Recuperación Terciaria de aceite, donde éste último responde a una etapa de recuperación cronológica que se implementa después de que la etapa secundaria ha dejado de ser redituable. Definen a EOR como *"los procesos que involucran la inyección de algún tipo de fluido al yacimiento. Los fluidos inyectados y procesos de inyección suplen la energía natural presente en los yacimientos para desplazar aceite hacia los pozos productores. Los fluidos inyectados interactúan con el sistema roca-fluido del yacimiento para crear condiciones favorables para la recuperación del aceite, estas interacciones podrían ocasionar, por ejemplo, la disminución de la tensión interfacial, hinchamiento del aceite, reducción de la viscosidad del aceite, modificación de la mojabilidad o favorecer el comportamiento de la fase aceite"*. Dichos factores son resultado de la inyección de gases, químicos líquidos y/o el uso de la energía térmica. En estos procesos de EOR no se toma en consideración la inyección simple de agua o la inyección de gas seco para el mantenimiento de presión. Debido a su acertada descripción, esta definición será considerada en el presente trabajo para referirse a los procesos de EOR.

Las definiciones anteriores son las más aceptadas, pero existen otras definiciones como la propuesta por el Departamento de Comercio e Industria del Reino Unido (DTI, por sus siglas en inglés). Definen a EOR como *"un proceso tradicional de recuperación secundaria y terciaria de hidrocarburo (excluyendo a la inyección convencional de agua), tales como: los procesos inmiscibles y miscibles de gas hidrocarburo y no hidrocarburo, polímeros, surfactantes y métodos térmicos (vapor y combustión in situ)"*.

Otra de las definiciones acertadas, es la correspondiente a la presentada en el Glosario de Términos Petroleros (Oilfield Glossary) de la compañía Schlumberger que considera al término de EOR como *"un método para aumentar la recuperación de aceite usando técnicas sofisticadas que alteran las propiedades originales del aceite. Puede considerarse como una tercera etapa de recuperación de aceite después de una recuperación secundaria, las técnicas empleadas durante un proceso de EOR pueden actualmente emplearse en cualquier tiempo de la vida del yacimiento de aceite. Su propósito no sólo puede ser restaurar la presión de la formación, sino también mejorar el desplazamiento de aceite o el flujo de fluidos dentro del yacimiento. Los tres principales métodos que lo comprenden es la inyección de químicos (alcalina o miscelares-polímeros), desplazamientos miscibles (inyección de bióxido de carbón o hidrocarburos) y métodos térmicos (inyección de vapor o combustión in situ). La aplicación óptima de cada uno de ellos depende en la temperatura del yacimiento, presión, profundidad, espesor, permeabilidad, saturación residual de aceite y de agua, porosidad y propiedades de los fluidos como los °API y la viscosidad"*.

I.1.2 Definición de IOR

La Petroleum Policy Management Project definió que *"un proceso de IOR abarca cualquier proyecto que pueda incrementar la recuperación de hidrocarburos. Determinaron que dentro de las prácticas de IOR se encuentran las técnicas de EOR y además, otras que conciernen con la perforación de pozos (perforación direccional y multilateral, el uso de información en tiempo real, pozos de relleno, etc.), las operaciones de producción (cambio en las estrategias de producción, reducción en los costos de operación, separación y transporte, intervención de pozos, sistemas artificiales de producción, etc.) y la caracterización del yacimiento (modelos integrales de yacimientos, identificación de nuevos horizontes, etc.)"*. Esta definición coincide a la propuesta por Green y Willhite (1998).

Sin embargo, la DTI lo describe como *"una forma de interpretación amplia que puede incluir cualquier iniciativa que lleve a mejorar la exploración, la evaluación, desarrollo o recuperación de aceite y gas"*. Por otro lado, en el Glosario de Términos Petroleros de Schlumberger presentan a EOR y a IOR como sinónimos en conjunto con la Recuperación Terciaria de Aceite.

En la 13va Reunión Europea de Recuperación Mejorada (European Symposium on Improved Oil Recovery) en Budapest, Hungría, definieron a IOR como *"un proceso que es aplicado principalmente al estado de recuperación secundaria y terciaria del yacimiento para incrementar la eficiencia de barrido por el desplazamiento de fluidos, el objetivo principal es extraer el aceite mediante la perforación de pozos de relleno, pozos horizontales y desviados de pozos ya existentes, fracturando y usar polímeros para controlar la relación de movilidad"*.

I.2 UBICACIÓN DE LAS ESPUMAS DENTRO DE LOS PROCESOS DE EOR

Recordemos que las operaciones de recuperación de aceite, tradicionalmente han sido subdivididas en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria; estas etapas describen la producción del yacimiento en sentido cronológico. La Producción Primaria es la etapa inicial de producción, resultado de la energía natural del yacimiento. La Recuperación secundaria, es la segunda etapa de operación, se inyecta agua o se hace mantenimiento de presión. La Recuperación Terciaria, es la tercera etapa de producción, se usan procesos como la inyección de gas miscible, químicos y/o energía térmica.

Con base en lo anterior, un proceso de EOR puede también llamarse Recuperación Terciaria si coincide con la etapa terciaria de recuperación de hidrocarburos. Un proceso de EOR se puede dar sin haber pasado por la etapa secundaria de recuperación; pues en la actualidad, con el afán de hacer más eficiente la extracción de aceite, frecuentemente se implanta un método de EOR sin esperar a una etapa secundaria.

Los métodos de recuperación mejorada de aceite (EOR) se agrupan principalmente en tres grandes grupos: los térmicos, químicos y los métodos miscibles, pero existe un método que no coincide con los anteriores; es la inyección de microbios, por lo que forman un cuarto grupo conocido como MEOR (Microbial Enhanced Oil Recovery).

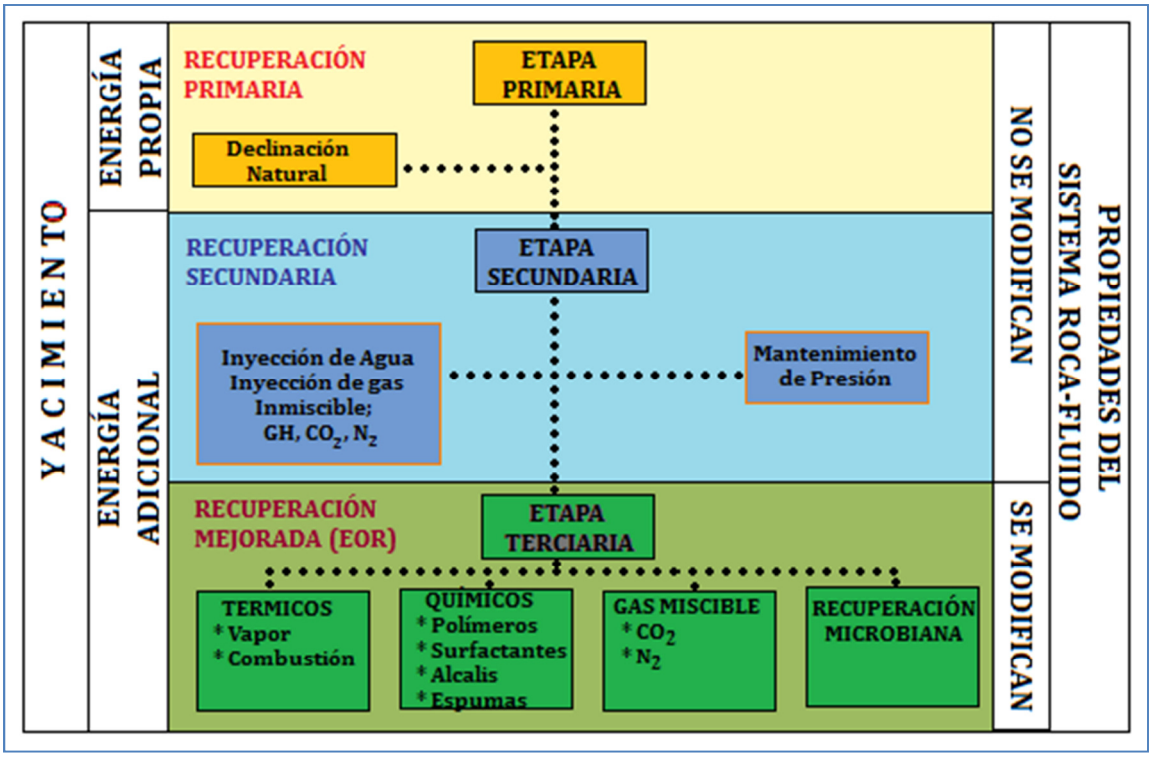


Fig.1. 1 Clasificación de los métodos de recuperación de hidrocarburos (Apuntes de Recuperación Secundaria y Mejorada).

La figura anterior muestra de forma clara la diferencia entre las Etapas de Producción con un proceso de Recuperación Mejorada de aceite, dicha diferencia radica principalmente en la energía que se adiciona al yacimiento y en la modificación de las propiedades del sistema roca-fluido.

En lo que concierne a las espumas, éstas se pueden inyectar o formarse en sitio. Están formadas por gas y una solución de surfactante (agua-surfactante). Se clasifican como un Proceso Químico; ya que el surfactante proporciona estabilidad a la espuma y después de la destrucción de ésta queda libre, ocasionando una modificación más directa al sistema roca-fluido como la mojabilidad o la disminución de la tensión interfacial entre los fluidos (agua-aceite) proporcionando mayor movilidad al aceite.

Aunque la mayoría de las investigaciones contemplan a la espuma como un método químico por la acción del surfactante, también pueden considerarse como un proceso de mejoramiento de la eficiencia de barrido o control de la movilidad durante la inyección de vapor, bióxido de carbono, gas inerte (nitrógeno) como se muestra en la Fig.1.2, aunque también puede incluirse en la lista al gas hidrocarburo.

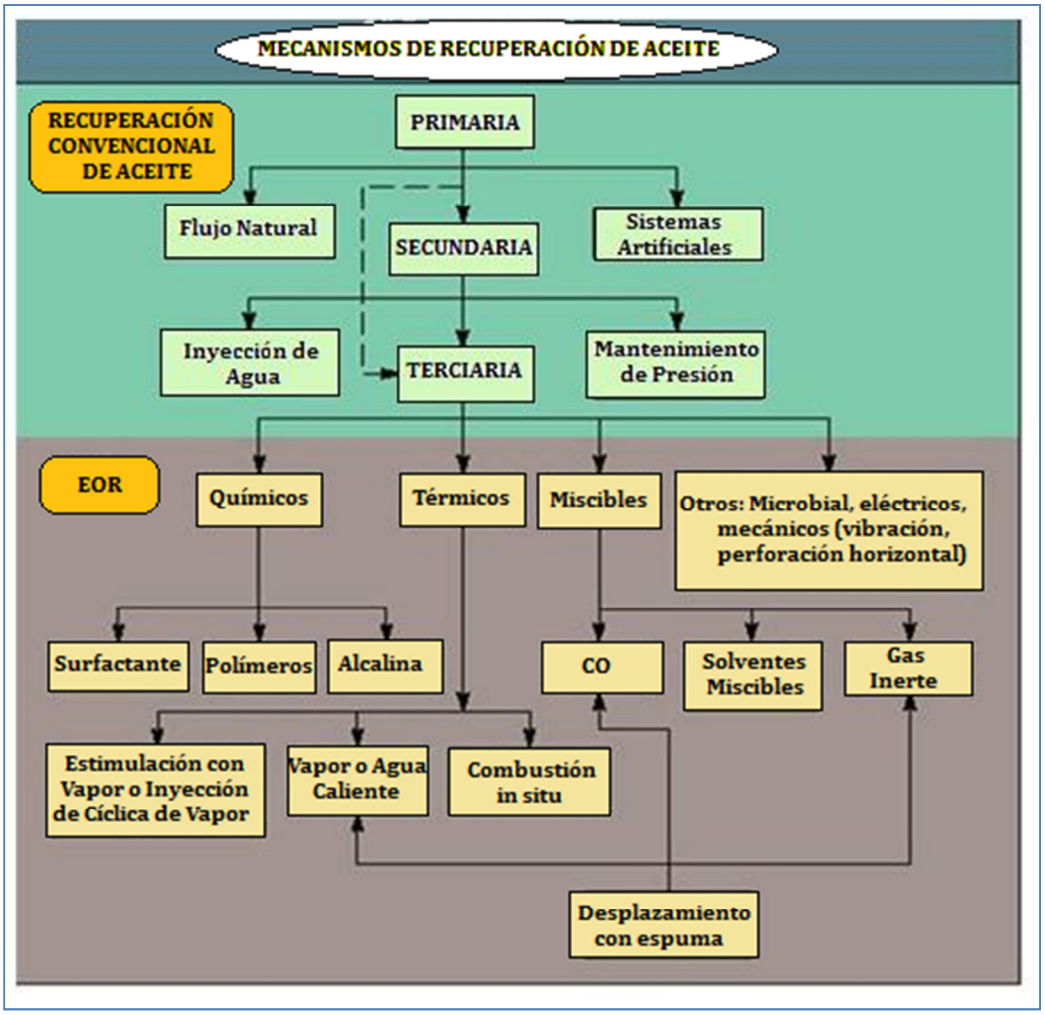


Fig.1. 2 Mecanismos de recuperación de aceite (Apuntes de Recuperación Secundaria y Mejorada).

I.3 APLICACIONES DE LA ESPUMA EN LA INDUSTRIA PETROLERA

El uso de la espuma en la Industria Petrolera, ha sido un elemento esencial para nuevas innovaciones, desde ser un agente para apagar incendios, hasta ser un fluido de recuperación de hidrocarburos usado en procesos de EOR en el control de movilidad del gas inyectado. Su uso se ha hecho indispensable en la perforación por sus propiedades reológicas o en estimulaciones matriciales usado para desviar el ácido a zonas de menor permeabilidad y como fluido fracturante por su capacidad de transportar al agente apuntalante. La espuma, semejante a los procesos de EOR, se utiliza en remediaciones de acuíferos para incrementar el barrido del agente contaminante.

I.3.1 Espumas en Procesos de EOR

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

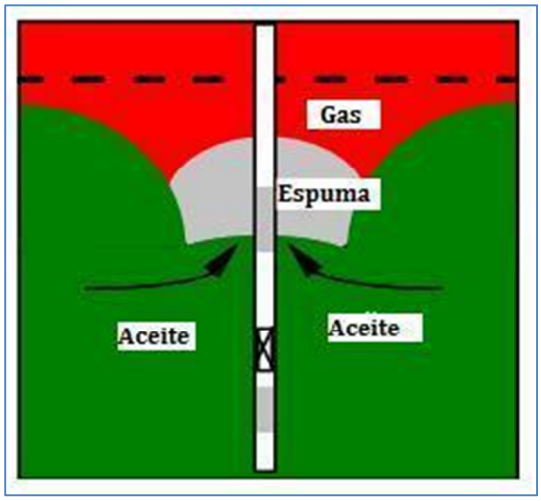


Fig.1. 3 Control de la producción de gas mediante espumas (Kari, 2006).

La figura anterior muestra la forma en que la espuma bloquea el casquete de gas, controlando así la Relación Gas-Aceite (RGA). Cuando se inicia la producción de aceite en un yacimiento se puede originar o en su defecto estar presente un casquete de gas, que al trascurrir el tiempo el contacto gas-aceite descenderá hacia la zona de los disparos y el gas se conificará, de esta forma el pozo empieza a producir mayor cantidad de gas, por lo tanto, su RGA incrementa drásticamente. Una de las formas para reducir el flujo de gas es colocar espuma alrededor del pozo productor, muchos de estos métodos han sido utilizados en el Mar del Norte con resultados satisfactorios.

La espuma también puede usarse para aumentar la eficiencia de barrido en un yacimiento. Debido a que el gas tiene baja densidad, éste tiende a ascender a la cima del yacimiento, por lo que no tiene contacto con zonas ricas en aceite. La disminución de la movilidad del gas mediante la formación de espuma, puede disminuir problemas como la pobre eficiencia de barrido, canalización del gas y segregación gravitacional como lo muestra la Fig.1.4. El modo de inyección de la espuma dependerá del problema a resolver y de la infraestructura disponible.

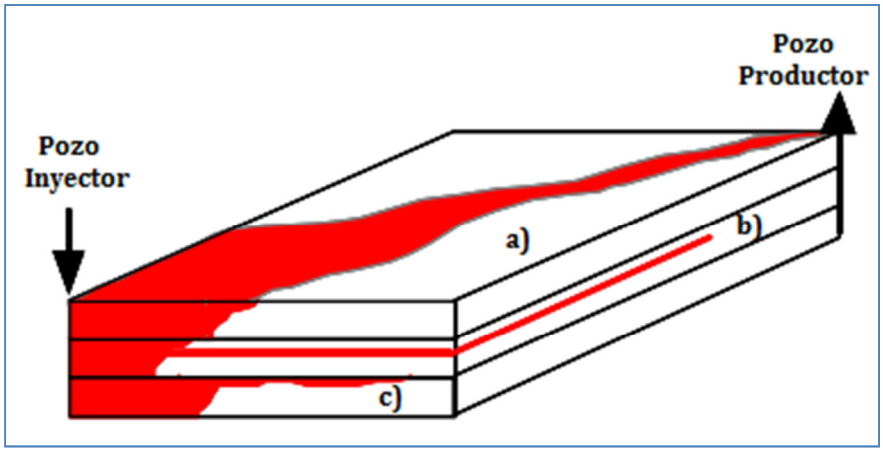


Fig.1. 4 Control de Movilidad del Gas: a) pobre eficiencia de barrido, b) canalización del gas y c) segregación gravitacional (Kari, 2006).

En la actualidad muchas de las aplicaciones de espumas se han llevado a cabo en el área del Mar del Norte y los proyectos han sido económica y técnicamente exitosos. Existen aún muchos problemas con las aplicaciones como la predicción de su comportamiento. Uno de los problemas en proyectos de EOR es la estabilidad de la espuma en presencia del aceite, así como el desplazamiento de la espuma, que es otro de los factores críticos en las pruebas de campo.

1.3.2 Perforación

La espuma ha sido utilizada como fluido de perforación en muchas operaciones de este tipo, especialmente en operaciones de Perforación Bajo Balance. El uso de espuma en operaciones de perforación provee grandes beneficios en comparación con los fluidos airados o con los lodos convencionales de perforación. Anderson y colaboradores (1966) enlistaron las ventajas que la espuma como fluido de circulación ofrece:

- ✓ Baja carga hidrostática, la cual permite buena evaluación de la formación porque elimina daño a la misma. Al tener menor carga hidrostática que los lodos convencionales permite que se tenga menor pérdida de fluido.
- ✓ Tiene buena capacidad de acarreo de recortes, así las partículas son transportadas a bajas velocidades anulares para no causar erosión en hoyo descubierto en formaciones no consolidadas.
- ✓ Reducción de los riesgos de incendios por brotes mientras se perfora en formaciones de hidrocarburos; ya que la espuma entrampa a los baches de gas que pueda meterse al pozo. Mayor velocidad de penetración y durabilidad de la barrena también son

factores asociados con la perforación con espuma debido a la baja presión de circulación.

En la perforación, la reología de la espuma es de vital importancia. En general, una espuma se ha caracterizado como un fluido No Newtoniano para calidades de 0.55 a 0.97. La caracterización de la reología de la espuma ayuda a determinar su comportamiento como fluido de perforación.

La ineficiencia de un fluido de perforación para limpiar el pozo causa varios problemas como: pega de la tubería, pérdida de circulación, mayor torque y arrastre. Una solución a dichos problemas es incrementar la velocidad del fluido de perforación en el espacio anular, lo cual permite disminuir la concentración de recortes en la perforación, pero la velocidad es limitada por la erosión en la formación.

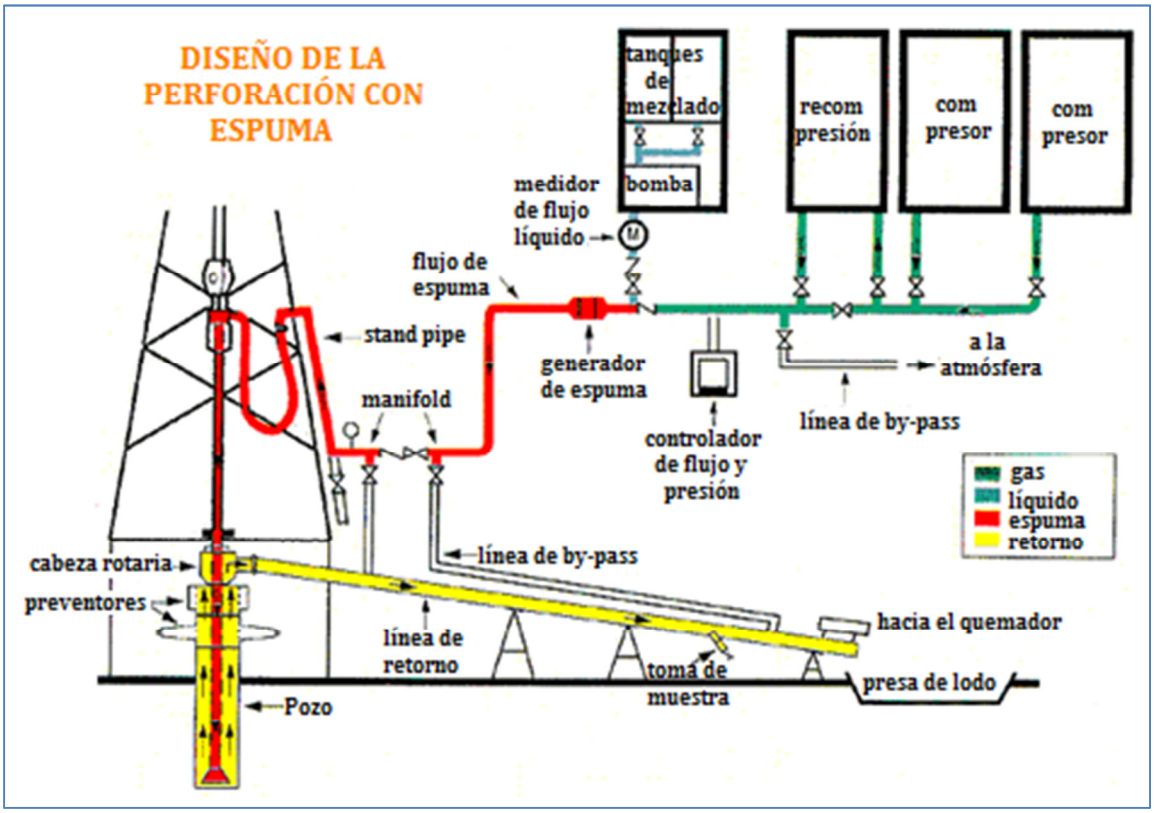


Fig.1. 5 Infraestructura superficial para la perforación con espuma (Total Wellhead & Rental Tools).

Las espumas pueden tener una viscosidad alta, en cualquier caso su viscosidad es mayor que la de ambas fases que la constituyen, gas y líquido. Sin embargo, su densidad es usualmente menos de la mitad que la del agua. Son estables a altas temperaturas y presiones

relativas. Por lo tanto, el perforar con espumas, además de ser eficiente en el trasporte de recortes, trae consigo varios beneficios incluyendo el incremento de la productividad (mediante la reducción del daño a la formación), incremento en la velocidad de la perforación, reducción de los problemas operativos asociados a la perforación en formaciones de baja presión (pérdida de circulación y pega diferencial de la tubería) y favorecer la evaluación de la formación mientas se perfora. Sin embargo, el estudio de su comportamiento reológico de la espuma es importante en la hidráulica de la perforación, así como su comportamiento en pérdida da presión a través de la barrena.

La Fig.1.5 muestra de forma simple la infraestructura necesaria para la perforación utilizando la espuma como fluido. Lo que cambia con una configuración convencional de lodos es el requerimiento de gas y su sistema de compresión. De la misma forma debe contar con un sistema adecuado de control de prevención de brotes. La espuma es formada en superficie, esto ayuda a tener un mejor control de sus propiedades reológicas.

1.3.3 Estimulación de Pozos

La espuma ha sido utilizada en proyectos de estimulación de pozos para mejorar la productividad del mismo; el uso de espuma ha tenido éxito en proyectos de acidificación matricial y fracturamiento.

La acidificación matricial es un tratamiento para formaciones de areniscas o calizas dañadas. El daño a la formación puede ser causado por los procesos de perforación, terminación o por los procesos de producción, esto causa un taponamiento de los poros y reduce la permeabilidad y productividad. El ácido es usado para disolver material en la matriz y así incrementar la porosidad, permeabilidad y, por lo tanto, la productividad. En lo que respecta a la acidificación matricial, por lo menos desde 1960, la espuma ha sido utilizada en el desvío del ácido a zonas dañadas de baja permeabilidad y hacia estratos saturados de aceite. El desplazar al ácido a zonas de baja permeabilidad es una forma de hacer más eficiente dicho trabajo, así que el diseño de una mejor distribución del ácido podría incrementar la penetración de éste a lugares no invadidos. La espuma se usa para desviar o distribuir el flujo del ácido a la zona deseada, es decir, reduce la inyectividad del ácido dentro de las capas que menos se necesitan y lo desvía a zonas en las cuales la estimulación es necesaria. De acuerdo a Thompson y Gdanski (1993), la calidad de la espuma para una acidificación matricial puede ser del 0.7 al 0.8.

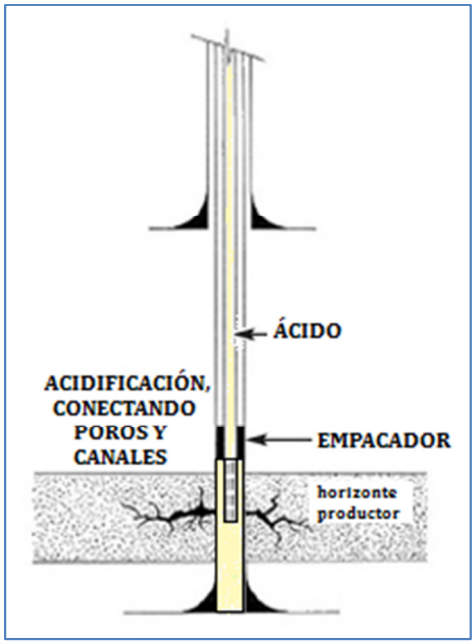


Fig.1. 6 Trabajo de acidificación (Oil Gas Drilling Technology Update).

Por otra parte, la espuma es menos estable en zonas de menor permeabilidad, por lo que es posible bloquear zonas de mayor permeabilidad, al mismo tiempo la espuma débil se presenta en zonas de baja permeabilidad, así que el ácido al no tener paso en las zonas más permeables son desviadas a zonas más dañadas, menos permeables. La Fig.1.6 muestra un trabajo de acidificación. La espuma puede ser utilizada para que la estimulación sea más homogénea en el medio poroso y no sólo forme canales.

Históricamente, los fluidos fracturantes han sido agua o base aceite, pero recientemente la espuma ha sido utilizada de igual forma. Por ejemplo, en pozos de gas de altas presiones el fracturamiento con espuma es más eficiente que el hidráulico, porque causa menor daño a la formación, otro aspecto favorable es que en formaciones de arcillas las espumas secas no causan hinchamiento. Las ventajas de usar espuma como fluido fracturante son:

- ✓ Reduce la cantidad de líquido requerido
- ✓ Buena capacidad de acarreo del apuntalante
- ✓ Menos tiempo operacional
- ✓ Buen retorno del flujo y limpieza

1.3.4 Remediación Ambiental

En lo que respecta al uso de la espuma como una forma de remediación ambiental, se puede utilizar un proceso de surfactante/espuma para remediar acuíferos contaminados por algún agente líquido. Las sustancias que contaminan los acuíferos son llamados en inglés *"NAPL"* (Nonaqueous Phase Liquid) que pueden ser de dos tipos, los que son menos densos que el agua como *"LNAPL"* (Light Nonaqueous Phase Liquid), tales como las gasolinas y los que son más densos que el agua *"DNAPL"* (Dense Nonaqueous Phase Liquid). La espuma puede usarse para controlar la movilidad y el desplazamiento del agente contaminante como se observa en la Fig.1.7, en la cual se muestra una inyección de surfactante asistida por espuma. En pruebas de laboratorio se ha encontrado que la inyección del surfactante en un medio contaminado heterogéneo, una gran cantidad del contaminante se queda atrapado en zonas de baja permeabilidad. En remediaciones de acuíferos no es suficiente quitar el contaminante de las zonas de alta permeabilidad; porque el contaminante remanente se disuelve con lentitud en el agua del acuífero.

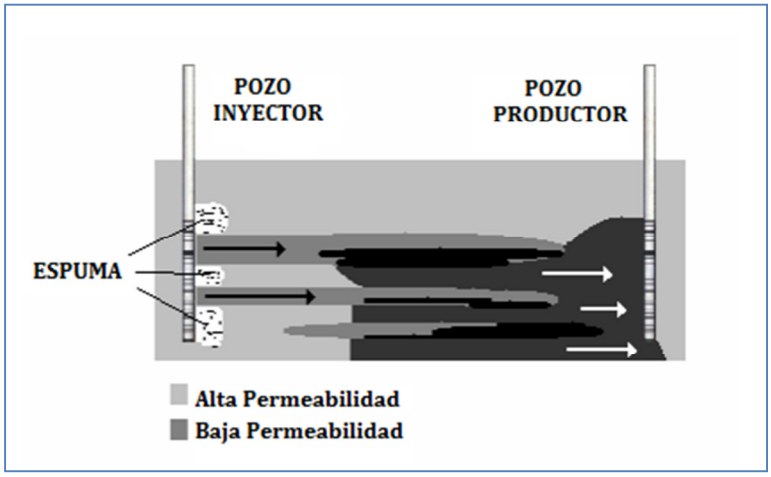


Fig.1. 7 Ilustración de Inyección de surfactante asistido con espumas en el desplazamiento de un agente contaminante (Kari, 2006).

La espuma es utilizada de forma semejante que en los procesos de EOR; pues reduce la movilidad del fluido inyectado en las zonas de alta permeabilidad, por lo tanto, ocasiona que el fluido inyectado se propague en zonas de baja permeabilidad y así, aumentar la eficiencia de barrido de la sustancia contaminante. El éxito de una remediación ambiental mediante espuma se fundamenta en estudios de laboratorio en donde el fluido contaminante no tenga efectos negativos en la estabilidad de la espuma, además de seleccionar de forma adecuada el surfactante para desplazar a dicho contaminante.

I.3.5 Contraincendios

Los modos de acción de las espumas para contrarrestar los incendios pueden ser: enfriando el combustible a una temperatura más baja que la de ignición, hacer una barrera entre el combustible y el aire rompiendo así el triángulo del fuego (calor-oxígeno-combustible), éstos son algunos de los métodos más importantes para extinguir el fuego. La siguiente figura muestra la acción de la espuma en el incendio de un tanque de combustible.

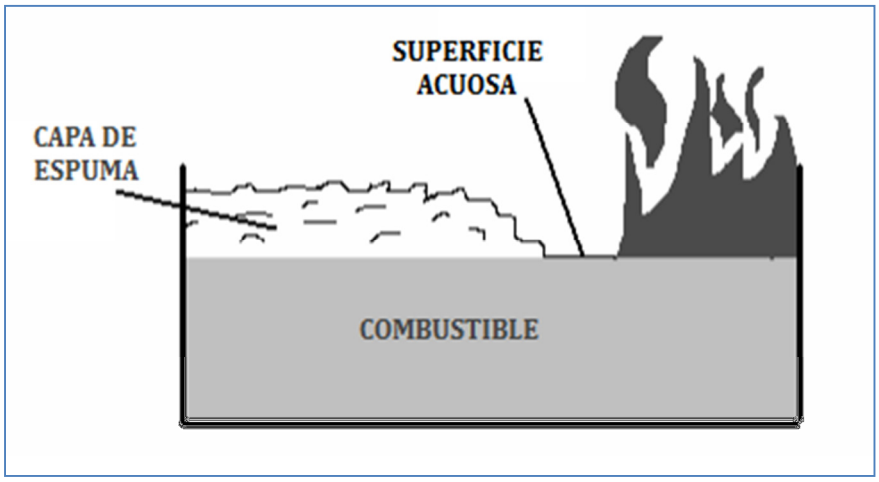


Fig.1. 8 Mecanismo de acción de la espuma en contraincendios (Kari, 2006).

El agua es más denso que el hidrocarburo, por ello tiende a undirse y no ayuda a contrarrestar el incendio. La espuma tiene propiedades que la hacen un buen agente de contraincendios; ya que cuenta con una baja densidad, por lo tanto puede flotar encima del combustible y crear así una barrera entre éste y el aire. La estabilidad de la espuma en contacto con el combustible debe de considerarse para su aplicación.

I.4 IMPORTANCIA DE LAS ESPUMAS EN LOS PROCESOS DE EOR

Debido a la creciente demanda de aceite y gas en el mundo, es necesario extraer mayor cantidad de hidrocarburo del subsuelo. En las prácticas actuales de explotación de yacimientos, los ingenieros consideran varias opciones (EOR/IOR) de forma más temprana en la vida productiva de éste. Para muchos campos, el método de explotación puede no ser el correcto, por lo que el aspecto económico juega un papel importante en la decisión de *"ir o no ir"* en proyectos caros.

Uno de los mayores problemas en los métodos de EOR, es que el agente desplazante tiene mayor movilidad y menor densidad comparado con los fluidos del yacimiento. Los problemas como la canalización y la segregación gravitacional reducen la eficiencia de barrido, provocando una irrupción temprana del fluido inyectado. Todo esto reduce la cantidad de aceite recuperado, la espuma disminuye estos problemas, teniendo como resultado un incremento adicional en el aceite producido.

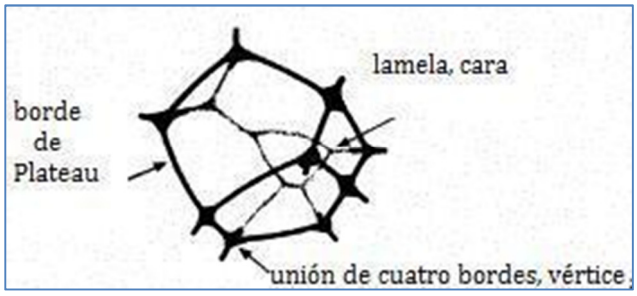
Por ejemplo, los ingresos económicos de México dependen en gran medida de las ventas de hidrocarburos, pero en los últimos años los principales campos petroleros (como Cantarell) han tenido una pronunciada declinación de su producción, por lo que es necesario implementar un método de EOR, como es el caso de inyección de espumas para incrementar su factor de recuperación de aceite. La aplicación de esta nueva tecnología se ha encontrado que tiene buen funcionamiento en yacimientos naturalmente fracturados debido a que disminuye la movilidad del gas inyectado.

En la actualidad se ha encontrado un incremento de las evaluaciones de pruebas piloto de inyección de espumas y expansiones de proyectos ya existentes, sin embargo, todas estas experiencias no han sido publicadas, lo cual genera la percepción que las actividades de espumas en proyectos de EOR es aún baja. Muchas de las actividades no son publicadas por razones estratégicas de mercado, financieras y de conocimiento científico, es decir, obedecen al valor estratégico de la información generada.

De las aplicaciones de espuma en los campos petroleros de México se tiene poco conocimiento, pero se sabe que cuenta con yacimientos fracturados que son candidatos potenciales para la inyección de espuma, que hará más eficiente el barrido del gas inyectado en el casquete. El IMP (Instituto Mexicano del Petróleo) está implementando la inyección de espuma al campo Akal con resultados satisfactorios.

CAPÍTULO II

ASPECTOS BÁSICOS DE LAS ESPUMAS



II.1 DEFINICIÓN DE ESPUMA

Definición de Espuma (en bulto).

Bikerman (1973) define espuma como una aglomeración de burbujas de gas separadas entre sí por una pequeña película de líquido. Afirma que las espumas son sistemas coloidales. Considera tres tipos de espumas basándose en el estado de agregación de las fases.

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

Schramm (1994) describe a una espuma como una aglomeración de burbujas y la considera como una dispersión coloidal en la que el gas está disperso en una fase continua de surfactante-líquido.

Definición de Espuma (en Medio Poroso).

Falls y colaboradores (1996) consideran que la espuma es una dispersión de gas en líquido, de manera tal, que éste último se encuentra interconectado y el flujo de gas estará bloqueado por *"lamelas"* (término que caracteriza a la película delgada de líquido que separa a burbujas de gas).

II.2 ESPUMAS EN BULTO ("IN BULK")

II.2.1 Definición

Cuando una espuma está contenida en un recipiente cuyas dimensiones son mucho más grandes que una burbuja se dice que la espuma está *"en bulto"*. Esta definición se utiliza para diferenciar cuando una espuma está en un medio poroso o en un medio libre, ya que su comportamiento y características reológicas cambian cuando está en un medio u otro.

II.2.2 Calidad

El comportamiento físico de la espuma depende de su composición, es decir, de la fracción volumétrica de gas y líquido en la espuma, dicha característica es conocida como "*calidad*".

La calidad de la espuma puede ser obtenida mediante la siguiente ecuación:

$$x = \frac{V_g}{V_g + V_L} \tag{2.1}$$

Donde: V_g: volumen de gas

V_L: volumen de líquido

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

II.2.3 Características Principales

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

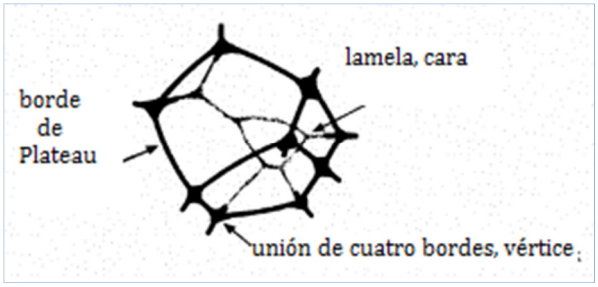


Fig. 2.1 Características de una burbuja de gas en una espuma (Weaire y Hutzler, 1999).

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

una esfera, tal como se muestra en la siguiente figura en donde la fracción de líquido en d) es mayor que en a).

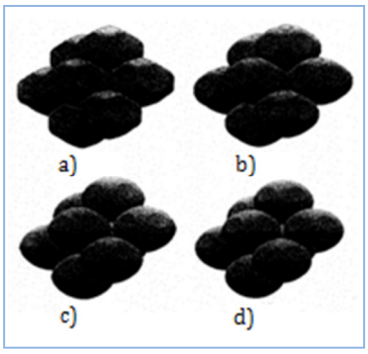


Fig. 2.2 Incremento de la fracción de líquido de a) a d) (Weaire y Hutzler, 1999).

II.2.4 Espesor Crítico

Para una lamela en equilibrio con el resto, la presión capilar gobierna el espesor de la lamela a través de la curva de *"presión de ruptura (disjoining pressure)"* (Π), la cual se define como el efecto combinado de las fuerzas atractivas y repulsivas dentro de la lamela. Para altas presiones capilares la lamela adelgaza y alcanza un *"espesor crítico"* (h_{cr}), donde las fuerzas repulsivas rompen la estabilidad, las lamelas colapsan produciendo la unión entre dos burbujas. Se han encontrado varios elementos que provocan que la lamela colapse hasta un espesor menor que el crítico, tales como: surfactante, salinidad, el tipo de gas, entre otros. A continuación se muestra un esquema que permite conocer el espesor crítico.

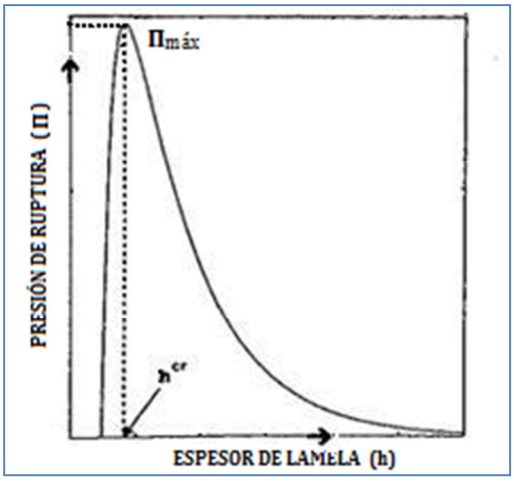


Fig. 2.3 Esquema de la función de la presión de ruptura (Rossen, 1994).

La presión de ruptura fue propuesta por Derjaguin y colaboradores (1936) y como se puede observar en la Fig.2.3 es función del espesor de una lamela (h). Valores positivos de Π refleja una fuerza repulsiva de la lamela y un valor de Π negativo indica una atracción de fuerzas.

II.2.5 Presión Capilar

Para las espumas, la presión capilar (P_c) es la diferencia entre la presión de la fase gaseosa y la presión de la fase líquida. Wei Yan (2006) considera la ecuación de Young-Laplace y la función de la presión de ruptura para definir a la presión capilar como:

$$P_c = 2\gamma C_m + \Pi(h) \tag{2.2}$$

Donde: P_c: presión capilar

Cm: curvatura de la lamela

γ: tensión superficial

Π: función de la presión de ruptura

h: espesor de la lamela

La P_c influye en la textura de la espuma, por un lado, la creación de lamelas en el medio porosos mediante el mecanismo *snap-off* (ver el subtema II.4.1.1) requiere de bajos valores de P_c, mientras que altos valores de P_c las lamelas llegan a colapsarse. La magnitud de P_c a la cual puede llegar a ocurrir ésta última dependerá del tipo de surfactante y concentración, tipo de roca, entre otras variables.

II.2.6 Tensión Superficial

La tensión superficial al igual que la presión capilar es de vital importancia en la estabilidad de una espuma, se define como la fuerza ejercida en el límite de contacto entre dos fluidos inmiscibles (gas-líquido). La tensión interfacial es causada por la diferencia entre las fuerzas moleculares entre ambos fluidos, provocando así un desequilibrio entre las fuerzas en la interfase, en algunas ocasiones se denota por el símbolo γ (u otras tantas por σ). En la Tabla 2.1 se dan algunos valores de tensión superficial. Existe una diferencia en la presión del gas en ambos lados de una lamela, que es inversamente proporcional a la curvatura principal de dicha lamela. Por ejemplo, cuando se tiene una lamela esférica con una energía minimizada se llega a que la diferencia de presión existente sea definida como:

$$\Delta p = \frac{4\gamma}{R} \qquad (2.3)$$

Donde; γ: Tensión superficial

R: Radio de la lamela esférica

Tabla 2.1 Tensión superficial de soluciones acuosas

LÍQUIDO	GAS Y CONDICIONES	TENSIÓN SUPERFICIAL mN/m (dinas/cm)
Agua	Aire (68ºF y 14.7 psi)	72 (45)
Salmuera	Aire (176 ºF y 14.7 psi)	64 (46)
Agua	Vapor (392 ºF y 226 psi)	38 (47)
Surfactante Acuoso	Aire (68 ºF y 14.7 psi)	29-40 (48-52)
Surfactante Acuoso	Aire (176 ºF y 14.7 psi)	24-96 (46)
Surfactante Acuoso	CO_2 (100 ºF y 2000 psi)	3-5 (54,55)

II.2.7 Reología

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

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

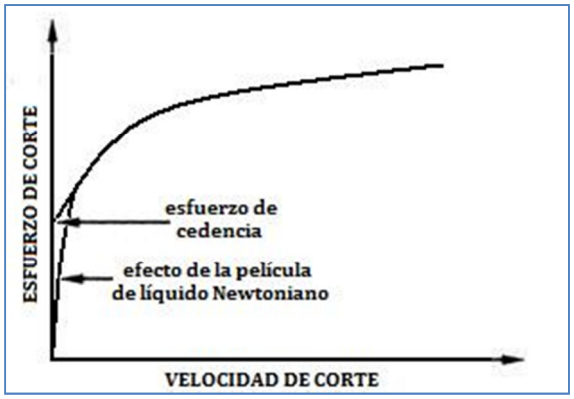


Fig. 2.4 Modelo reológico de la espuma.

Pero por desgracia nunca se conocen éstos datos, así que debemos hacer pruebas de laboratorio para determinar su comportamiento reológico antes que entre al medio poroso.

Se ha encontrado que la espuma tiene esfuerzo de cedencia (Punto de cedencia), aunque su efecto puede ser opacado por la separación de una película de líquido Newtoniano a lo largo de la superficie sólida de un reómetro (ver Fig.2.4). El esfuerzo de cedencia surge del incremento del área superficial necesaria para que una burbuja empuje a otra en dirección del flujo.

Algunos modelos reológicos han sido desarrollados para caracterizar los diferentes efectos observados en la espuma. Blauer y colaboradores (1974) modelaron la reología de la espumas mediante el modelo plástico de Bingham, mientras que Patton y colaboradores (1983) las modelaron como un fluido que se comporta semejante al modelo de Ley de Potencias. Otros investigadores como King (1985) y Reidenbach (1986) usaron un modelo más riguroso, basado en el modelo plástico de Bingham y Ley de Potencias, al cual se le conoce como el modelo de Herschel-Bulkley (Ley de Potencias modificada).

II.3 ESPUMAS EN UN MEDIO POROSO

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

a) Cuando el tamaño de la burbuja sea menor que el tamaño de poro (Fig.2.5), éste a su vez definirá la curvatura de la lamela.
b) Cuando la burbuja sea mayor que el poro (Fig.2.6).

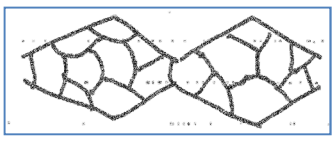


Fig. 2.5 Tamaño de burbuja menor que el poro.

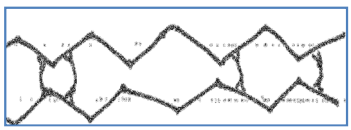


Fig. 2.6 Tamaño de la burbuja mayor que el poro.

II.3.1 Espuma de Gas Continuo

Se define como la forma en la que se encuentra la espuma de tal manera que exista al menos un camino por el cual puede haber flujo de gas en una red de poros que no estarán bloqueados por lamelas. En este caso la fase gaseosa fluye como un fluido Newtoniano a través de un medio cuya permeabilidad relativa al gas ha sido reducida por lamelas (el flujo podría comportarse como un fluido no Newtoniano si el número o posición de lamelas cambian con ∇p). La siguiente figura muestra la forma en la cual un gas puede estar de manera continua en un medio poroso y en donde fluye con mayor facilidad a través de los granos y desviando lamelas.



Fig. 2.7 Espuma de gas continuo (Rossen, 1994).

Como más adelante se verá, la velocidad de flujo del gas es directamente proporcional al gradiente de presión ∇p (Ecuación de Darcy) por lo que para pequeños ∇p dicha proporcionalidad se cumple, así que la movilidad del gas será reducida conforme la permeabilidad relativa a esta fase disminuya. Para grandes ∇p puede ocasionar que lamelas que están sin movimiento empiecen a desplazarse y reduzcan la movilidad de la fase gaseosa por la multiplicación de lamelas, provocando así una espuma de gas discontinua.

II.3.2 Espumas de Gas Discontinuo

Se refiere a la espuma en la cual todos los caminos para el flujo de gas están bloqueados por lamelas. A diferencia de la espuma de gas continuo, no hay flujo de todo el gas, al menos que las lamelas sean puestas en movimiento; desplazando las lamelas de su posición original en un área mínima de superficie, en la garganta de poro, excediendo la mínima ∇p que se requiere para que se mueva la espuma. La Fig.2.8 muestra la forma en que las lamelas forman una red a través de los poros para no permitir una fase continua de gas.

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



Fig. 2.8 Espuma de gas discontinuo (Rossen, 1994).

Podemos diferenciar en la práctica estos dos tipos de espumas indirectamente; no podemos verificar su posición, movimiento o incluso su existencia de lamelas dentro de la roca.

II.3.3 Textura de una Espuma

Se define como el número de lamelas por unidad de volumen, la cual es usada para cuantificar la población de burbujas. La espuma con textura tosca (un pequeño número de lamelas con un tamaño de burbuja grande) es conocida como *"espuma débil"*; ya que ésta provee una moderada reducción en la movilidad del gas, mientras que a una espuma con textura fina (un gran número de lamelas con burbujas pequeñas) se le hace referencia como una *"espuma fuerte"* debido a que ésta provoca una considerable reducción de la movilidad del gas. La Fig.2.9 muestra estos dos tipos de espumas en comparación con un flujo convencional de gas y agua.

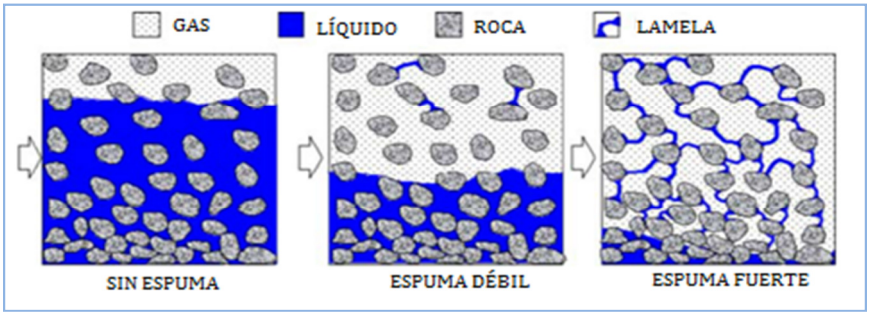


Fig. 2.9 Comparación de un flujo convencional de agua-gas con una espuma débil y una fuerte (Dholkawala y colaboradores, 2007).

Aunque la textura es de esencial importancia en la reología de la espuma, no hay técnicas confiables de medición de ésta directamente. Es común que se infiera en la textura de la espuma mediante perfiles de presiones o con datos de la viscosidad aparente del gas. Una estimación de la textura del gas en medios porosos no puede ser hecha sin que se tenga un apropiado entendimiento de los mecanismos dinámicos en sitio de la creación y destrucción de lamelas.

II.4 MECANISMOS DE FORMACIÓN DE ESPUMAS

II.4.1 Formación en un Medio Poroso

Hasta ahora se han aceptado tres mecanismos de formación de espumas a nivel de poro: *snap-off, división de lamelas* y *leave-behind* (se usará el nombre de *snap-off* y *leave-behind* a falta de una traducción adecuada al español). *Snap-off* y la *división de lamelas* generalmente son mecanismos de generación de espumas fuertes (gas discontinuo), mientras que el mecanismo de *leave-behind* genera espumas débiles (gas continuo).

II.4.1.1 Mecanismo por *"Snap-Off"*

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

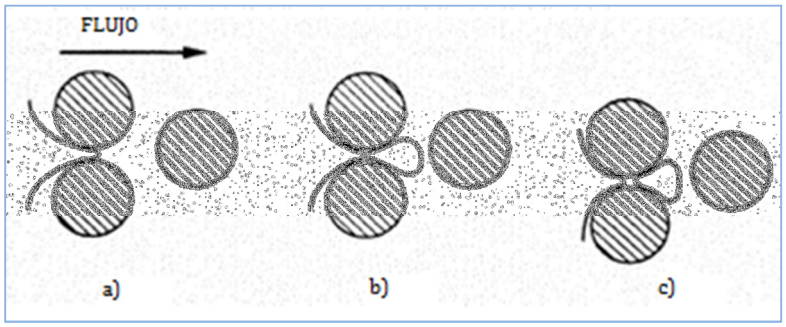


Fig. 2.10 Esquema del mecanismo de formación de espumas por "*Snap-off*"; (a) entrada de gas en una garganta de poro, (b) la burbuja de gas pasa al poro y (c) el líquido forma una lente en la garganta de poro (Kovscek y Radke, 1994).

La forma en que se presenta este mecanismo se muestra en la Fig2.10, en donde el flujo de gas entra en la garganta de poro cubierta por líquido, en este momento la curvatura de la interface y la presión capilar se encuentran entre los valores de equilibrio. Conforme la burbuja pasa a través de la garganta de poro, la curvatura y la presión capilar en el frente de la

burbuja disminuyen con la expansión de la interface (Fig.2.10b). Se genera un gradiente de presión el cual empuja al líquido del poro hacia la garganta de éste, donde se acumula como un anillo que estrangula la burbuja del gas (Fig.2.10c).

Hay algunas condiciones para que este mecanismo suceda. La primera de ellas es que debe de haber una cantidad suficiente de la fase mojante (líquido), la segunda condición es que la presión diferencial en la interface (gas-líquido) en la garganta de poro sea mayor que ésta en la forma original, es decir, la presión del líquido en la garganta debe ser menor que en la superficie original. En efecto, la presión capilar de la superficie principal debe ser menor que el valor de p_c^{sn} (valor al cual el mecanismo de *snap-off* crea una nueva lamela). Kovscek y Radke (1994), utilizan el valor crítico p_c^{sn} para su análisis de formación de espumas y concluyen que este valor crítico es aproximadamente la mitad de p_c^e (valor bajo el cual la espuma puede ocupar la garganta de poro) como lo muestra la ecuación 2.4, esto significa que, primero debemos incrementar la presión capilar hasta p_c^e para poder ocupar la garganta del poro y luego disminuir la presión capilar hasta un poco menos de la mitad para alcanzar el valor crítico de p_c^{sn}, y así formar una nueva lamela como lo muestra la siguiente figura.

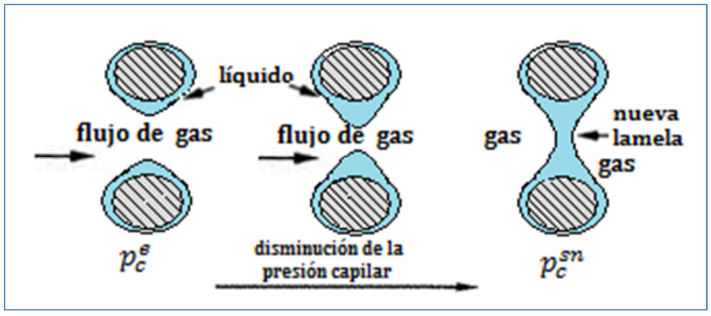


Fig. 2.11 Disminución de la presión capilar para la formación de una lamela mediante el mecanismo *Snap-off*.

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 el mecanismo de *snap-off*, el cuerpo del poro debe tener un diámetro aproximadamente dos veces mayor que el de su garganta.

$$p_c^{sn} \approx \tfrac{1}{2} p_c^e \tag{2.4}$$

De la descripción, podemos concluir que el mecanismo de *snap-off* depende de la saturación de líquido o de la presión capilar del medio poroso.

II.4.1.2 *División de lamelas*

Las dos condiciones que se deben cumplir antes de que suceda este mecanismo son: debe de existir al menos una lamela y que el gradiente de presión debe ser suficientemente grande para poner en movimiento dicha lamela.

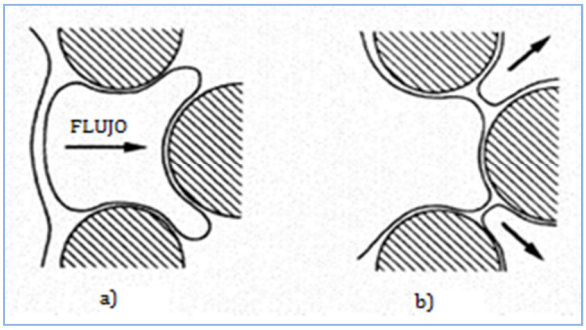


Fig. 2.12 Esquema del mecanismo de *División de lamelas* (Kovscek y Radke, 1994).

Como se mostró en la figura anterior, cuando una lamela en movimiento encuentra un punto donde el flujo se ramifique en dos direcciones, entonces la lamela pudiera partirse y hacer dos flujos diferentes.

Los parámetros más importantes que gobiernan el mecanismo de *división de lamelas* son: el gradiente de presión, geometría del poro y el tamaño de burbuja. El tamaño de la burbuja debe ser mayor que el cuerpo del poro para que la lamela cruce el espacio poroso. De otra forma la burbuja sólo fluirá a través de uno de los dos caminos del punto de ramificación. Cuando el flujo de la lamela es rodeada por una lamela estacionaria, la *división de lamelas* no sucede debido a que la lamela sin movimiento actúa como una pared que provoca que no haya una ramificación del flujo.

Fall y colaboradores (1988), Rossen (2002) y Tanzil (2002) han concluido que este mecanismo podría depender del gradiente de presión y ser proporcional a la velocidad del gas. El mecanismo de *división de lamelas* genera espumas fuertes (gas discontinuo).

II.4.1.3 Mecanismo por "*Leave-behind*"

Los dos mecanismos, *snap-off* y *división de lamelas* generan por lo regular espumas fuertes, mientras que el mecanismo por *Leave-behind* genera espumas débiles.

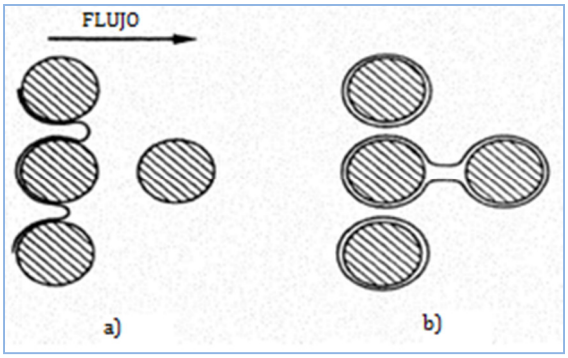


Fig. 2.13 Esquema del mecanismo de *Leave-behind* (Kovscek y Radke, 1994).

Cuando dos flujos de gas invaden adyacentemente un medio poroso saturado de líquido, una lamela es creada en la garganta entre los poros cuando los dos flujos de gas entran por direcciones separadas y paralelas como se muestra en la Fig.2.13. En un medio real estos caminos pueden reflejar la localización de las estrechas y amplias gargantas de poro, debido a la facilidad y dificultad del fluido a pasar por ellas.

Es enorme el número de lamelas creadas. El hecho de que la medida de la movilidad del gas mediante este mecanismo es alta, evidentemente significa que muchas de estas lamelas pueden ser destruidas en el proceso de drene (el fluido mojante es desplazado mediante la inyección de un no mojante), aunque este medio sea el único mediante el cual la espuma se pueda generar.

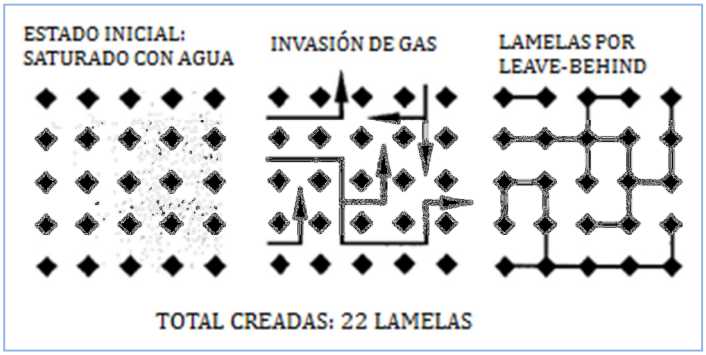


Fig. 2.14 Esquema en 2D del mecanismo *Leave-behind* (Rossen, 1994).

Se muestra en la Fig.2.14 un esquema de cómo los flujos de gas entran a un medio saturado completamente de líquido y la formación de lamelas mediante los flujos adyacentes, este esquema sólo es mostrado en dos dimensiones, por lo tanto, si lo llevamos en un esquema de tres dimensiones, el número de lamelas creadas se elevan significativamente.

II.4.2 Formación en un Medio Artificial

Existen varios instrumentos que se han utilizado en la industria para poder generar espuma en un medio no poroso. Esto ayuda en la Industria Petrolera a generar espumas en superficie o dentro de la tubería de inyección, con la finalidad de tener mayor control en las características de la espuma generada como su calidad, reología, así como los gastos utilizados. Varios generadores artificiales son utilizados como un medio para incrementar la turbulencia de los flujos, como un estrangulador o un medio poroso artificial, tal es el caso de los llamados generados estáticos.

II.5 MECANISMOS DE DESTRUCCIÓN DE ESPUMAS

Durante el proceso de formación de espuma es común que se presente la destrucción de ésta, se ha descubierto dos mecanismos principales de destrucción o deterioro: succión capilar y difusión del gas, en donde el primero es la forma más común.

II.5.1 Succión Capilar

La coalescencia debida a la succión capilar es fuertemente afectada por la formulación del surfactante. Las lamelas delgadas no son estables termodinámicamente y su existencia es debida a la presión capilar en la película de líquido, la cual son interacciones intermoleculares principalmente. Lo anterior puede ser descrito como la Presión de ruptura (Π), ésta es una combinación de los efectos de las fuerzas de atracción y repulsión dentro de una lamela como fueron mostradas en la sección II.2.4 y II.2.5. La Π es función del espesor de la lamela y cuando tiene un valor negativo significa que las fuerzas de atracción de Van del Waals dominan, por lo que la lamela se colapsará inmediatamente, por el contrario si algún surfactante es adsorbido por la interface gas-líquido la lamela se puede estabilizar. Los principales factores para determinar los efectos de estabilización son: la concentración de surfactante, la estructura del surfactante y la concentración iónica de la solución acuosa.

Cuando una película de líquido se encuentra estática, está en equilibrio en la superficie de la interface, la presión de ruptura es igual a la presión capilar, ésta depende de la saturación del líquido mojante. Durante un proceso de drene, la saturación del líquido disminuye provocando así que la presión capilar incremente. Como se muestra en la Fig.2.3 el espesor de la lamela decrece hasta que se alcanza $\Pi_{max}(h_{max})$, por lo que si la presión capilar

incrementa más de Π_{max} la lamela se romperá. El comportamiento cambia cuando las burbujas de las espumas se encuentran en movimiento, es más complicado que cuando están en forma estática. La Fig.2.15 muestra en movimiento una lamela cuando ésta pasa de forma muy estrecha por la garganta de un poro a otro, esto causa que el espesor de la película de líquido oscile entre los valores de equilibrio como si se comportara de forma estática y cuando pasa por el cuerpo del poro se extiende ocasionando así la disminución del espesor y su probable coalescencia. La película que tenga una superficie móvil se romperá después que pase a través de la garganta de poro si su espesor es menor que el crítico h_{cr}. Por lo tanto, una lamela en movimiento se podría romper a una presión capilar límite p_c^*, la cual es menos que la Π_{max}, es decir, una lamela es menos estable cuando está en movimiento que cuando se encuentra en forma estática.

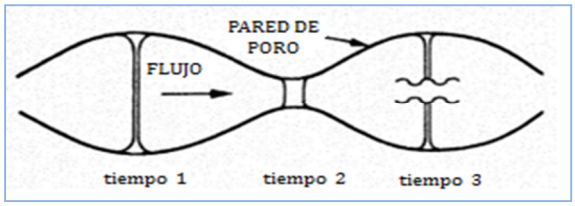


Fig. 2.15 Lamela a través de una garganta de poro (Kovscek y Radke, 1994).

Singh, Hirasaki y Miler (1997) encontraron que cuando un surfactante genera una película superficial inmóvil sobre el medio poroso, una lamela en movimiento puede ser más estable que una estática por lo que la selección del surfactante es importante para la estabilidad de la espuma en un medio poroso.

II.5.2 Difusión del Gas

Para las burbujas atrapadas, el gas que se encuentra en la parte cóncava de la burbuja tiene mayor presión capilar que en el lado convexo. La presión diferencial lleva a que el gas se propague del lado cóncavo al lado convexo a través de la película de líquido. La película se mueve hacia la garganta del poro y disminuye la curvatura de la lamela.

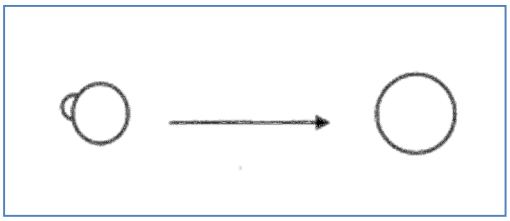


Fig. 2.16 Destrucción por difusión del gas.

En un medio poroso la coalescencia por la difusión del gas se puede presentar sólo cuando dos lamelas llegan a la misma garganta de poro, Fig.2.16. Esto está en función de las dimensiones del poro y su localización en el espacio poroso.

II.6 SURFACTANTES

II.6.1 Naturaleza del surfactante

El término "surfactante" proviene de las palabras en inglés "Surface Active Agents", que como su nombre implica, un surfactante es un agente de superficie o tensoactivo en la interface de dos fases (Miller y Neogi, 1985). Son sustancias cuyas moléculas poseen un grupo polar (hidrofílico), soluble en agua, y un grupo no-polar (hidrófobo), solubles en aceite o aire. Los surfactantes son normalmente representados en forma de "renacuajos" los cuales tienen una "cola" y una "cabeza", en donde la cabeza tiene afinidad por un medio polar (agua) mientras que la cola tiene afinidad por un medio no-polar (aceite o aire). Consecuentemente los surfactantes tienden a adsorberse en la interface entre el medio polar y el no-polar, lo que ocasiona que la tensión interfacial se reduzca.

Como se muestra en la Fig.2.17 algunas moléculas del surfactante son adsorbidas en la interface de aire/agua o aceite/agua y forman una mono-capa. A bajas concentraciones, el resto de las moléculas del surfactante son disueltas en la solución como monómeros de surfactantes. Por encima de la concentración crítica algunas moléculas de surfactantes forman acumulaciones que son llamadas "miscelas". La concentración crítica de surfactantes a la cual las micelas son formadas es llamada Concentración Miscelar Crítica, CMC. Por lo que la concentración de surfactante por encima de la CMC causa únicamente crecimiento en la concentración de miscelas.

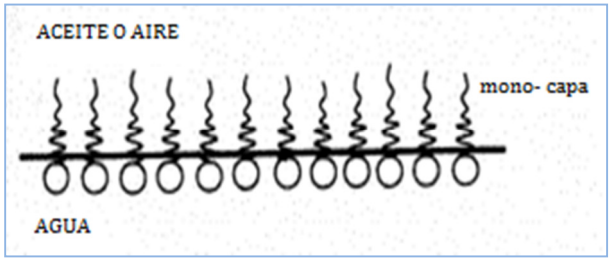


Fig. 2.17 Esquemas del comportamiento del surfactante (Tanzil, 2001).

Los surfactantes tienen funciones importantes en un proceso de Recuperación Mejorada (EOR), una de ellas es disminuir la tensión interfacial (TIF, por sus siglas en inglés), entre el aceite y el agua. Para concentraciones de surfactante menores a la CMC, la TIF disminuye significativamente al incrementar la concentración del surfactante, mientras que por encima de la CMC dicho valor de la TIF no cambia radicalmente.

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

II.6.2 Importancia del Surfactante en la Espuma

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

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

Resultados semejantes obtuvieron Treiner y colaboradores (1985) al variar la concentración de surfactante de 0.005% a 0.05%. Observaron que la viscosidad aparente de la espuma incrementaba rápidamente, sin embargo cuando variaron la concentración por arriba de estos valores el efecto en la resistencia al flujo fue despreciable.

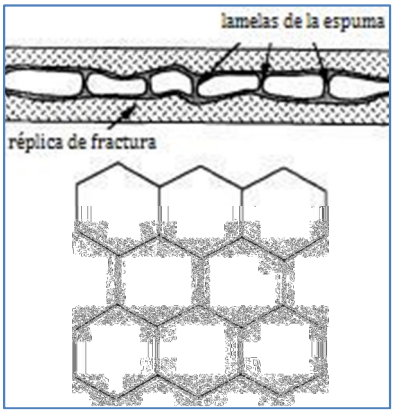
Bernard y Holm (1961) observaron el comportamiento de espuma con calidad mayor al 50%, la concentración de surfactante fue de 0.01%, 0.1% y 1%. En los tres casos se observó una reducción en la permeabilidad del gas, de 3890 [mD] a menos de 1[mD] en núcleos de

arena. A mayor cantidad de gas en la espuma, la disminución de la permeabilidad a éste se encontró dependiente de la concentración del surfactante.

Llave y Olsen (1990) encontraron de igual manera la disminución de la movilidad de la espuma cuando el surfactante incrementó de 0.1% a 1% de la solución acuosa en núcleos de arena Berea en un modo de inyección SAG.

CAPÍTULO III

FLUJO DE ESPUMA EN UN MEDIO POROSO



III.1 FUNDAMENTOS DE FLUJO EN UN MEDIO POROSO

Un medio poroso puede ser representado por una red de poros que pueden o no estar comunicados entre sí mediante gargantas de poro (tamaño aproximado 10 μm de diámetro) que hacen que el o los fluidos que están en los cuerpos del poro puedan estar en contacto con el de otro. La permeabilidad (k) es una propiedad de los medios porosos que determina la facilidad con que un fluido viaja a través de ellos. Una lamela que pasa a través de estos espacios poros continuamente se estrecha y expande de forma que pase por los cuerpos y las gargantas de poro. Macroscópicamente la Ley de Darcy puede describir el flujo en un medio poroso a bajos números de Reynolds y cuando el medio está ocupado por un Fluido Newtoniano, dicha ley describe que la velocidad del flujo es directamente proporcional al gradiente de presión que se genera en dicho medio e inversamente a la viscosidad del fluido (μ) como se muestra en la siguiente ecuación, en donde la constante de proporcionalidad es la permeabilidad del medio, antes mencionada.

$$\vec{u} = -\frac{k}{\mu}\nabla p \tag{3.1}$$

Donde: u: la velocidad de Darcy, (gasto por unidad de área, $^{q}/_{A}$)

k: permeabilidad del medio poroso

μ: viscosidad del fluido

∇p: gradiente de presión

La ecuación 3.1 ignora la carga hidrostática. El término $^{k}/_{\mu}$ es conocido como movilidad (λ) del fluido en el medio poroso, u es también llamada velocidad superficial. Para obtener la velocidad intersticial dentro del espacio poroso podemos relacionar la velocidad superficial con la porosidad (ø), quedando como:

$$\mathrm{v} = \frac{u}{\phi} \tag{3.2}$$

Por lo general dos o más fluidos ocupan el medio poroso, y la mojabilidad de la roca afecta la distribución y el movimiento de las fases. Por ejemplo, en un medio perfectamente mojado por agua, una pequeña película de ésta cubrirá toda la pared de los granos y ocupará los espacios más pequeños, así el otro fluido se encontrará en el centro del cuerpo del poro. La permeabilidad relativa ($^{k_e}/_{k_a}$) a alguno de los fluidos será afectada por la presencia de otro

dependiendo de su saturación (fracción de poro ocupado por un fluido) en el medio poroso. Para flujo multifásico en el medio poroso, la Ley de Darcy para la fase "*i*" queda de la siguiente manera:

$$\vec{u}_i = \mathrm{v}_i \cdot \phi = -\frac{k \cdot k_{ri}(S_i)}{\mu_i} \nabla p_i \tag{3.3}$$

Si la velocidad de Darcy se desea obtener en función de la movilidad de la fase "i" (λ_i) simplemente se sustituye en la ecuación 3.3 por su correspondiente $k \cdot k_{ri}/\mu_i$.

III.2 FUNDAMENTOS DE FLUJO DE ESPUMAS EN UN MEDIO POROSO

III.2.1 Introducción

La geometría y conectividad del medio poroso están fuertemente relacionados con el comportamiento del flujo de espumas en dicho medio, alguno de los atributos del medio poroso que son importantes en el flujo de las espumas son:

- En primer término, los medios porosos son caracterizados por la distribución del tamaño del cuerpo y gargantas de poro, éste último es el estrecho mediante el cual los poros se comunican entre sí.
- En un segundo aspecto tenemos que el cuerpo del poro no tiene una forma geométrica bien definida, pero sí exhibe esquinas. Para poros grandes la fase mojante se encuentra principalmente en las esquinas del flujo y en la película de líquido en contacto con la pared del poro como se muestra en la Fig.3.1, en donde se puede observar que la fase no mojante reside en la parte central del poro. Cuando se tienen poros pequeños, éstos son completamente ocupados por la fase mojante por lo que pocas veces se puede extraer del medio poroso.
- Por último cuando los gastos son bajos y las fuerzas capilares dominan, la presión capilar es establecida por la saturación local de la fase mojante y del valor de la tensión interfacial. Cuando se tiene flujo bifásico, la fase no mojante viaja a través de los poros grandes.

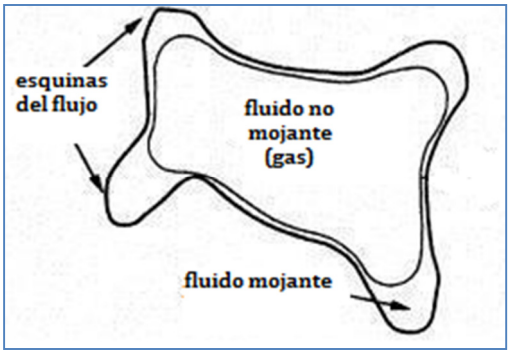


Fig.3. 1 Vista seccional de un poro en donde la fase mojante se encuentra en la esquina del poro (Kovscek y Radke, 1994).

La figura anterior muestra el flujo de la burbuja a nivel de poro. Debido a las fuerzas capilares, el flujo de la solución de surfactante (fase mojante) fluye como una fase separada en espacios porosos pequeños y un mínimo de la solución viaja en forma de lamelas, por lo que la permeabilidad relativa a la fase mojante no cambia en presencia de la espuma, la única manera en la que puede cambiar es cuando alteramos su saturación, ya que la permeabilidad relativa es función de ésta. Cuando la solución fluye y atrapa gas existente, dicha fase viaja por los poros más grandes debido a que la resistencia al flujo es menor que en los poros pequeños.

Cuando las espumas están comprendidas en poros de mayor tamaño que las burbujas de gas de dicha espuma (espuma en bulto) y la facción de gas es baja, se le conoce como *"espuma esférica"*; ya que se compone principalmente por burbujas de gas en forma de esferas bien definidas. Y cuando la fracción es alta se le conoce como "*espuma poliédrica"*, la cual se forma de burbujas en forma de poliedro (ver Fig.2.2).

Por otra parte el flujo estará afectado por el tipo de espuma, ya sea de gas continuo o discontinuo, debido a que en una espuma fuerte (gas discontinuo) se necesitará de mayor gradiente de presión para que la espuma fluya, al contrario de una espuma débil (gas continuo) cuyo flujo ocurre con mayor facilidad, pero que el control de movilidad del gas es menor (ver Fig. 2.7 y Fig.2.8). La combinación de efectos de la permeabilidad relativa al gas y el incremento de la viscosidad aparente de la espuma ayudan al efecto de la reducción de la movilidad del gas. La viscosidad aparente de la espuma discontinua es usualmente más grande que el de una continua.

En resumen, los factores más importantes que afectan el movimiento y el entrampamiento de las espumas son; gradiente de presión, velocidad del gas, geometría del

poro, tamaño de la burbuja y la longitud del tren de burbujas. Aumentando el gradiente de presión puede abrir nuevos canales, los cuales pudieron ser ocupados por gas entrampado.

III.2.2 Efectos del Aceite en Espumas

Como el desarrollo de los proyectos de EOR (Recuperación Mejorada de Aceite) se hace en medios porosos que contienen aceite, es importante entender la sensibilidad de la espuma y la forma en la que se comporta en presencia del hidrocarburo.

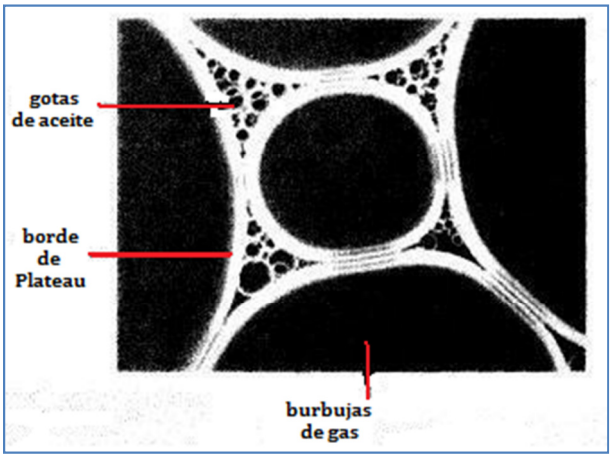


Fig.3. 2 Imagen de dos dimensiones en la que el aceite se encuentra emulsionado en pequeñas gotas dentro de los bordes de Plateau (Wasan y colaboradores, 1994).

Cuando la solución de surfactante de la espuma fluye a través del medio poroso, el aceite se pone en contacto y puede emulsionar como lo muestra la Fig.3.2, en donde el aceite se presenta en pequeñas gotas que son entrampadas en los bordes del Plateau, lugar en el que viajará durante el flujo.

Las tres fases presentes: gas, agua (solución surfactante y agua intesticial) y aceite interactúan entre sí mediante películas acuosas: película de espuma entre las burbujas, película de emulsión entre las gotas de aceite y películas de pseudoemulsión entre las gotas de aceite y las burbujas de gas; lo cual es una asimétrica película entre aceite-agua-gas. Esta interacción entre fases se muestra en la Fig.3.3.

Schramm y colaboradores (1990) introdujeron el término de "*Número de Lamelas* (L_n)", el cual si tiene un valor mayor a uno significa que las pequeñas gotas de aceite serán succionadas hacia dentro de los Bordes de Plateau de la espuma, debido a la baja presión hidrostática en esta región.

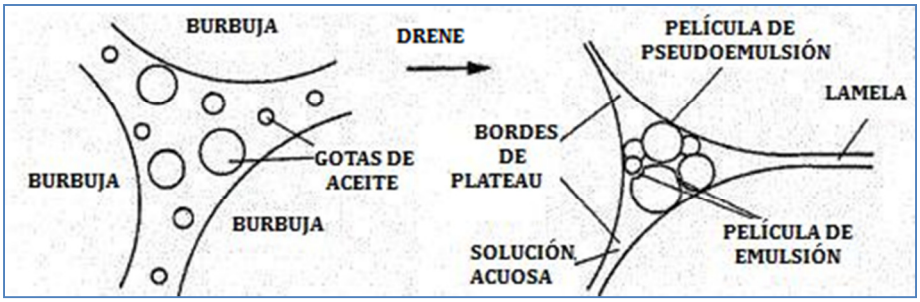


Fig.3. 3 Película de Emulsión, Pseudoemulsión y Bordes de Plateau que contienen burbujas de aceite (Wasan y colaboradores, 1994).

Para que las burbujas de aceite puedan romper la espuma, primero deben entrar en la superficie acuosa. La ecuaciones 3.4 define el "*Coeficiente de Entrada (E)",* el cual indica si la burbuja de aceite entra a la superficie acuosa. Dicho término fue introducido por Robinson y Woods (1948), que para valores de *E* positivos las burbujas de aceite entrarán a la superficie de la solución acuosa.

$$E = \gamma_{GW} + \gamma_{OW} - \gamma_{GO} \tag{3.4}$$

$$S_o = \gamma_{GW} - \gamma_{OW} - \gamma_{GO} \tag{3.5}$$

Donde: γ_{GW}: tensión superficial entre el gas y el agua

γ_{OW}: tensión interfacial aceite-agua

γ_{GO}: tensión superficial gas-aceite

La ecuación 3.5 define al "*Coeficiente de Propagación (S_o)"* del aceite en el agua una vez que la burbuja de aceite entró a la interfase. El coeficiente *S* fue definido por Harkins (1941). Si el valor de S>0 el aceite se puede propagar, por lo que la interfase se expande y esto puede ocasionar un adelgazamiento local de la película del líquido (lamela) por lo que puede romperse.

Para estos dos coeficientes, *E* y *S*, Wasan y colaboradores (1994) propusieron que su configuración puede ser cualquiera de las siguientes.

a) Las gotas de aceite por lo regular no tienen interacción con la superficie gas-líquido, lo cual es la configuración inicial en la que el aceite se encuentra dentro de la espuma. En este caso el Coeficiente de Entrada (*E*) es menor a cero.
b) Si las gotas de aceite interactúan con la superficie gas-liquido, las gotas consiguen deformarse y separarse por una película de pseudoemulsión de la fase gaseosa, el

coeficiente *E* puede ser menor a cero si está en estado estable, o mayor a cero si se encuentra en estado meta-estable.

c) Cuando la pseudoemulsión se rompe, el aceite entra en contacto con la superficie por lo que se forma una lente en la superficie de la solución. Para este caso, *E* es mayor que cero, pero S es menor a cero.

d) Una capa de aceite se puede formar de la lente en la superficie de la solución. Para este caso el coeficiente *S* es igual a cero.

La siguiente imagen muestra la posible configuración de los coeficientes, *E* y *S*.

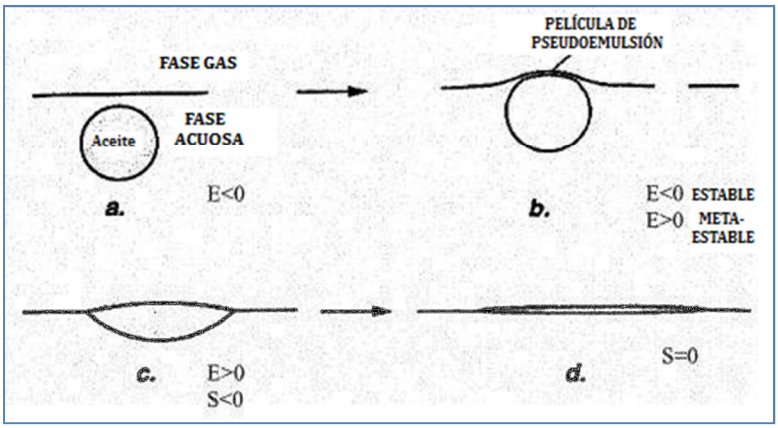


Fig.3. 4 Configuración del aceite en la interfase del gas y la solución acuosa. a) Aceite dentro de la solución, b) gota de aceite separada por una película de pseudoemulsión, c) lente de aceite y d) capa de aceite en la superficie de la solución (Wasan y colaboradores, 1994).

Se ha encontrado que con la presencia del aceite la estabilidad de la espuma se deteriora debido a los mecanismos antes mencionados. El efecto que tiene la presencia del aceite disminuye la cantidad de espuma producida y aumenta la espuma deteriorada; ya que se requiere mayor cantidad de gas para generar una misma cantidad de espuma. Para este caso la selección del surfactante juega un papel muy importante; porque permitirán que la espuma se forme con mayor facilidad y permanezcan estables.

III.2.3 Efecto de la Mojabilidad en la Estabilidad de las Espumas

Los mecanismos de creación de las espumas en medio poroso ("*snap-off*", *división de lamelas* y "*leave-behind*") son mecanismos que tienen preferencia a que la roca esté mojada por la fase acuosa.

En situaciones cuando existe mojabilidad fraccional, es decir, existen porciones del medio poroso mojadas por aceite y otras por agua, en los sitios mojados por aceite tendrá una

escasa formación de espuma y aun existiendo lamelas, al pasar por este medio se llegan a colapsar (ver subtema III.2.2), mientras que este problema no existe cuando se tiene un medio mojado por agua. En un medio inicialmente mojado por aceite, pero ya con una saturación baja, ha sido demostrado que la generación de espuma es igual de efectiva como en medios mojados por agua, debido a que el surfactante es adsorbido por la pared del poro, un proceso el cual puede hacer un medio mojado por agua. Por lo que podemos concluir que en un proceso de EOR, la espuma es eficientemente generada en un medio donde se desea incrementar el barrido de aceite después de que se haya implementado un proceso de inyección de gas.

Suffridge y colaboradores hicieron pruebas en núcleos de arena, y encontraron que había menos reducción de la movilidad del gas de las espumas en contacto con el medio mojado artificialmente por aceite, que en medios naturalmente mojados por agua. Además comprobaron que la formación de las espumas en medios mojados por aceite dependía fuertemente del surfactante utilizado.

Kristiansen y Torleif (1992) observaron que en yacimientos de roca ligeramente mojados por aceite presentaban menor viscosidad aparente de la espuma comparados con medios mojados por agua, por lo que concluyeron que en medios mojados por éste último se hacía más fácil la formación y la propagación de las espumas.

III.2.4 Flujo de Espumas en Tubos Capilares

La configuración de un medio poroso se puede modelar conceptualmente como una serie de capilares interconectados de diferentes tamaños y formas tal como lo explican Hirasaki y Lawson (1985). En ese trabajo se basa la información de este subtema. De sus investigaciones encontraron que la viscosidad aparente es la suma de tres mecanismos (ver Fig.3.5) que son:

- ✓ Los baches de líquido presentes entre las burbujas de la espuma.
- ✓ La resistencia a la deformación de la interfase cuando una burbuja de la espuma pasa a través de un capilar.
- ✓ El gradiente de tensión superficial cuando el material activo de la superficie es barrido del frente de la burbuja y acumulado detrás de ella.

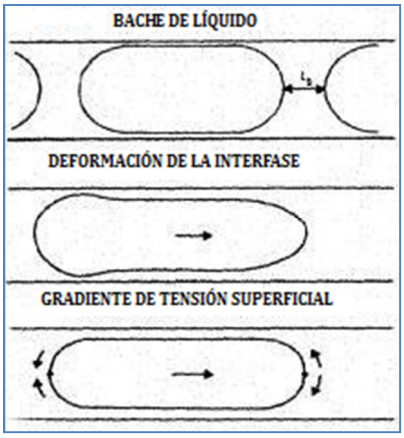


Fig.3. 5 Mecanismos que afectan la viscosidad aparente en capilares lisos (Hirasaki y Lawson, 1985).

Definen la viscosidad aparente debida al bache de líquido en tubos capilares como:

$$\mu_{ap}^{líq} = \mu \cdot L_s \cdot n_L \tag{3.6}$$

Donde: L_s: longitud del bache de líquido

n_L: número de lamelas equivalentes por unidad de longitud

μ: viscosidad del líquido

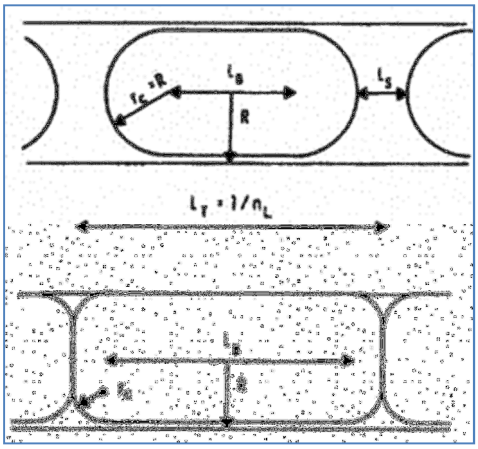


Fig.3. 6 Configuración de la burbuja cuando están separadas y cuando se encuentran en contacto (Hirasaki y Lawson, 1985).

Dependiendo del tamaño del bache de líquido, la configuración de las burbujas dentro del tubo capilar pueden estar como se muestra en la Fig.3.6. La expresión para la pérdida de presión dinámica neta a través de una burbuja de gas es:

$$\Delta p_{dinámica} = 2.26\left(\frac{\sigma}{r_c}\right)\left(3\mu\frac{U}{\sigma}\right)^{2/3}\left[\left(\frac{r_c}{R}\right)^2 + 1\right] \tag{3.7}$$

Donde: U: velocidad de la burbuja

σ: tensión superficial

r_c: radio de curvatura de la interfase gas-líquido

R: radio capilar

Con base en el gradiente de la tensión superficial, ellos desarrollaron una ecuación para determinar la viscosidad aparente, quedó de la siguiente forma:

$$\mu_{ap}^{grad} = (\mu\, n_L R)\frac{(3\mu U)^{-1/3}}{\sigma}\sqrt{N_s}\frac{(1-e^{-N_L})}{(1+e^{-N_L})} \tag{3.8}$$

Donde: N_L: longitud adimensional de la porción de la lamela. Describe el grado de movilidad de la interfase.

N_s: número adimensional por el efecto del gradiente de la tensión superficial

La relación entre los dos números adimensionales es:

$$N_L = \frac{-2L_B}{(P)_c(3\mu U/\sigma)^{\frac{1}{3}} r_c\sqrt{N_s}} \tag{3.9}$$

Donde: $(P)_c$: es un coeficiente

L_B: longitud de la lamela perteneciente a la burbuja

Cuando N_L es grande, μ_{ap}^{grad} es independiente del valor exacto de N_L por lo que el valor de N_s se puede estimar. Para el valor del coeficiente $(P)_c$ puede estimarse cuando N_L es pequeño.

Las conclusiones a las que Hirasaki y Lawson llegaron después de realizar algunos experimentos de flujo de espumas en tubos capilares son los siguientes:

- La textura de la espuma (una medida del volumen de la burbuja) es un parámetro clave para determinar si la espuma existe en forma de bulto o como una cadena de burbujas, las cuales son separadas por lamelas.
- La viscosidad aparente es la suma de tres factores; baches de líquido entre las burbujas, resistencia de la deformación en la interfase y del gradiente de tensión superficial.

- Encontraron que la dependencia de la viscosidad aparente al radio capilar, a una velocidad constante, es proporcional al radio elevado a 2.5 para radios que son menores al radio de la burbuja y a 2.0 para radios mayores que al de la burbuja.
- La dependencia de la viscosidad aparente a la textura de la espuma (tamaño de las burbujas) es; el radio de la burbuja elevada al exponente -2.0 para radios menores a la del radio capilar y a -3.0 para radios equivalentes de la burbuja mayores al radio del capilar.

III.2.5 Efectos de Heterogeneidades en Flujo de Espumas

Los proyectos de control de movilidad del gas en los cuales se utilizan las espumas son medios porosos heterogéneos principalmente. Se ha encontrado que en regiones de alta permeabilidad tiene una reducción más eficiente de la movilidad del gas, que en aquéllas de baja permeabilidad, aunque la estabilidad de las espumas es mayor en regiones de alta permeabilidad que en las de baja.

La presión capilar juega un papel importante en la estabilidad de las espumas debido a que cuando ésta incrementa, se requerirá menor trabajo para que la lamela se rompa. Khatib y colaboradores (1988) presentan el concepto de *"presión capilar crítica o límite (P_c^*)"*, por arriba de la cual el tiempo de vida de las lamelas es extremadamente corta. En una gráfica de Sw-Pc se puede observar que la presión capilar crítica está en función de la saturación del líquido, por lo que le corresponde una saturación crítica (S_w^*) como se muestra a continuación.

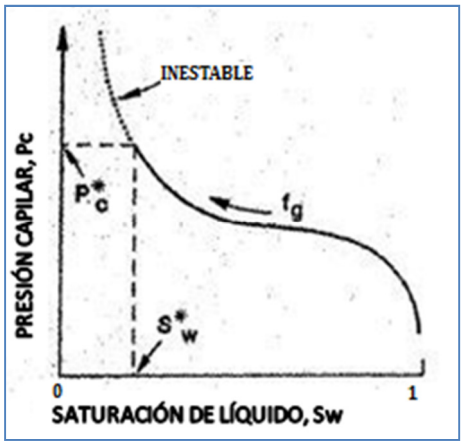


Fig.3. 7 Curva de presión capilar durante un desplazamiento de dos fases (Khatib y colaboradores, 1988).

Khatib y colaboradores (1988) determinaron que la presión capilar límite es una función decreciente del flujo de gas y de la permeabilidad, entonces debajo de algunas

permeabilidades la presión capilar crítica llega a ser menor que la presión capilar de entrada, esto implica que la lamela deja de ser estable y colapsa.

Casteel y Djabbarah (1988) usaron dos núcleos con una relación de permeabilidad de 6.4 y demostraron que las espumas fueron preferencialmente generadas en núcleos con mayor permeabilidad y que el gas (CO_2) se podría desviar hacia las partes menos permeables haciendo éste un proceso con mayor eficiencia de barrido. Siddiqui y colaboradores (1997) investigaron las características de la propagación de espumas en núcleos de arenas de permeabilidades contrastadas y encontraron que la propagación es función del contraste de permeabilidades, calidad de la espuma y del gasto total.

III.3 TEORÍA DE FLUJO FRACCIONAL PARA FLUJO DE ESPUMAS

III.3.1 Fundamentos Teóricos

La teoría de flujo fraccional describe la física del desplazamiento miscible e inmiscible en el medio poroso. La curva de flujo fraccional fue presentada y resuelta por Buckley y Leverett (1941) para representar el flujo fraccional de agua (f_w) en el eje de las ordenadas y la saturación de agua (S_w) en el eje de las abscisas. Dicha teoría ha sido aplicada en gran número de investigaciones de Recuperación Secundaria y Mejorada en los que se tiene presente el desplazo de aceite con un fluido ajeno al yacimiento.

La teoría de flujo fraccional considera algunas suposiciones para simplificar su desarrollo;

- El flujo es en una sola dimensión, a través de un medio permeable isotermal.
- Las propiedades de la roca y de los fluidos son independientes de la presión. El gas se considera incompresible.
- Los fluidos no reaccionan químicamente con la roca, excepto que existe la adsorción del surfactante.
- La dispersión es despreciable como los efectos del gradiente de la presión capilar.
- Las condiciones iniciales son uniformes en el medio poroso.
- Las fases toman inmediatamente el estado estable por cambios en su saturación, flujo fraccional y la presencia o ausencia de surfactante.

- Al menos existen dos fases (agua o fase acuosa y gas) o tres fases (agua y/o aceite, gas y surfactante).

Rossen y colaboradores (1999) muestran que si alguna(s) de las suposiciones no se consideran, aun así la teoría puede representar mecanismos complejos en lo que concierne al desplazamiento de espumas en el medio poroso.

Para flujo convencional de dos fases (gas-agua), el flujo fraccional de agua es definido por:

$$f_w = \frac{u_w}{u_t} = \frac{u_w}{u_g + u_w} \tag{3.10}$$

Donde: f_w: flujo fraccional de la fase líquida

u_w: flujo volumétrico de líquido o gasto entre unidad de área (velocidad superficial o de Darcy).

u_g: flujo volumétrico de la fase gaseosa

u_t: flujo volumétrico total

Para desplazamiento horizontal y despreciando el gradiente de presión capilar, la ecuación 3.10 toma la siguiente forma en función de las propiedades de los fluidos y del medio poroso;

$$f_w = \frac{(k_{rw}/\mu_w)}{(k_{rw}/\mu_w) + (k_{rg}/\mu_g)} = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w}{k_{rw}}\frac{k_{rg}}{\mu_g}} \tag{3.11}$$

Donde: μ_w: viscosidad del líquido

μ_g: viscosidad del gas

k_{rw}: permeabilidad relativa al líquido

k_{rg}: permeabilidad relativa al gas

III.3.2 Método

Ahora, para poder desarrollar la gráfica de flujo fraccional que integre a parámetros de la espuma, Dholkawala y colaboradores (2005) (artículo en el cual se basa éste subtema) utilizaron la función de Corey para poder determinar las permeabilidades relativas de las fases como se muestra a continuación:

$$k_{rw} = 0.7888\left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{gr}}\right)^{1.9575} \tag{3.12}$$

$$k_{rg} = \left(\frac{1 - S_w - S_{gr}}{1 - S_{wc} - S_{gr}}\right)^{2.2868} \tag{3.13}$$

Donde: S_{wc}: saturación del agua congénita

S_{gr}: saturación del gas residual

S_w: saturación total de líquido

La viscosidad y la permeabilidad relativa al gas pueden ser afectadas por la presencia de espumas, mientras que la permeabilidad relativa al líquido no se afecta considerablemente. Para este desarrollo, la textura de la espuma se integrará mediante la interacción de la velocidad de creación y destrucción de las lamelas, la primera es función del ∇p y de la saturación de líquido, mientras que la segunda está en función de P_c^* o S_w^* tal como lo definen Kam y Rossen (2006), quedando la textura de la espuma (n_f) en estado estable como:

$$n_f = \left(\frac{C_g}{C_c}\right)(S_w - S_w^*)^n S_w(\nabla p)^m \tag{3.14}$$

Donde: C_g, m: parámetros del modelo de la velocidad de creación de lamelas

C_c, n: parámetros de la velocidad de coalescencia de lamelas

S_w^*: saturación de agua que le corresponde a la presión capilar límite

Para determinar todas las variables de la ecuación 3.11, teniendo en cuenta que la viscosidad del líquido no cambia en presencia de la espuma, únicamente falta encontrar la viscosidad del gas en presencia de la espuma (μ_g^f) sugerida por Hirasaki y Lawson (1985) de la siguiente manera:

$$\mu_g^f = \mu_g^o + \frac{C_f n_f}{{u_g}^{1/3}} \tag{3.15}$$

Donde: μ_g^o: viscosidad del gas en ausencia de la espuma

$u_g = \frac{k k_{rg}^o \nabla p}{\mu_g^f}$: velocidad del gas o flujo volumétrico

k_{rg}^o: permeabilidad relativa al gas en ausencia de espuma

C_f: parámetro del modelo dependiente de la viscosidad del gas en presencia de la espuma.

Para determinar la viscosidad del gas en presencia de la espuma se resuelve simultáneamente con la velocidad del gas o velocidad de Darcy y se construye la curva de flujo fraccional usando la ecuación 3.11. Este modelo permite ajustar a los tres estados de la espuma (débil, intermedia y fuerte).

III.3.3 Resultados y Conclusiones

Con el método antes descrito, Dholkawala y colaboradores (2005) pudieron desarrollar la curva de flujo fraccional, perfiles de saturación, presión y textura de la espuma. Esto a diferentes valores de velocidad total (u_t) y construir así gráficas tridimensionales de flujo fraccional de agua-saturación de agua-velocidad total de inyección. Ellos compararon sus resultados (solución analítica) con la simulación dinámica para la generación de espumas hecha por Kam y colaboradores. La Fig.3.8 muestra las condiciones iniciales (I); un medio poroso totalmente saturado con la solución de surfactante ($S_w = 1$) y las condiciones de flujo (J); una co-inyección de gas y solución de surfactante a una velocidad total dada y a un $f_g = 0.72$ ($f_w = 0.28$), dichas condiciones fueron fijas para todo el estudio. En la gráfica también se muestra un frente de choque (S_{wf}, f_{wf}) dado que, de este punto al punto J tiene la misma condición de velocidad adimensional representada por la pendiente de la curva de flujo fraccional (df_w/dS_w), únicamente difiere de la saturación.

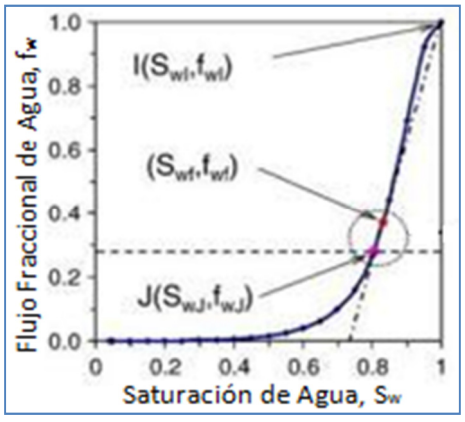


Fig.3. 8 Curva de flujo fraccional para un flujo de gas-agua en ausencia de espuma (Dholkawala y colaboradores, 2005).

Los autores construyeron con las ecuaciones 3.11, 3.12, 3.13 y 3.15 las curvas de flujo fraccional para modelar el comportamiento de las espumas dentro del medio poroso

utilizando como base la velocidad total de inyección y la textura máxima de la espuma establecida como: $n_f^{máx} = 8x10^{13}[1/m^3]$.

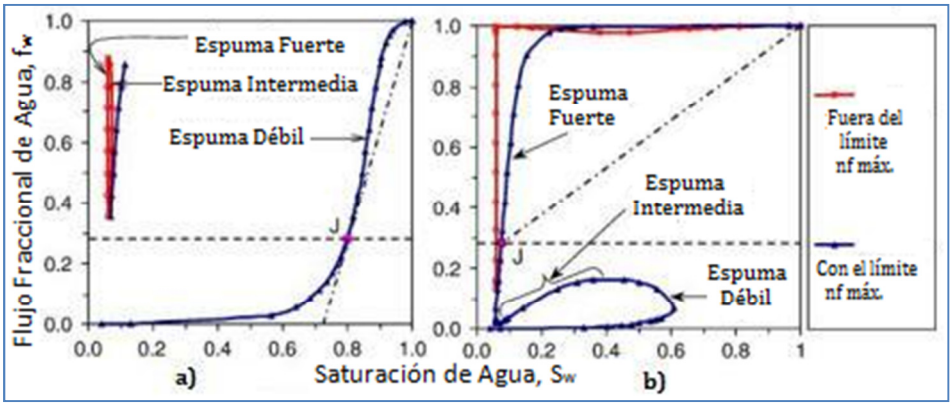


Fig.3. 9 Curva de flujo fraccional de espuma; a) $u_t = 1.02[ft/d]$ y b) $u_t = 8.31[ft/d]$ (Dholkawala y colaboradores, 2005).

La Fig.3.9 representa las curvas a diferentes velocidades. Encontraron el comportamiento para tres estados de la espuma (fuerte, intermedia y débil) por lo que para velocidades bajas (Fig.3.9. a)) se encuentra sólo una solución (J) en espuma débil y para velocidades mayores (Fig.3.9. b)) dicha solución se localiza dentro de la región de espumas fuertes. Y tiene una discontinuidad de la curva para saturaciones bajas. Se muestra que la formación de la espuma en b) es más difícil en regiones húmedas, las cuales pueden formar espumas débiles. La formación de espumas fuertes se hace a saturaciones de líquido bajas, por lo que debemos tener cuidado de no estar cerca de la S_w^*, ya que la estabilidad de la espuma será establecida por la coalescencia de la espuma permitiendo que $n_f < n_f^{máx}$.

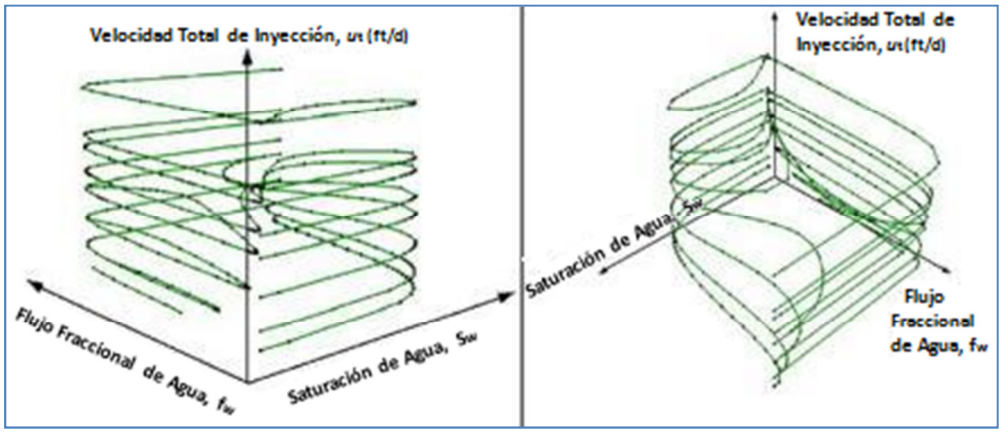


Fig.3. 10 Curva de flujo fraccional en tercera dimensión a diferentes valores de u_t (Dholkawala y colaboradores, 2005).

La Fig.3.10 muestra el cambio de forma de la curva de flujo fraccional de acuerdo a la velocidad total de inyección, mientras que la Fig.3.11 representa el cambio de textura de la espuma respecto al cambio de la u_t, se concluye que a mayor velocidad la textura incrementa, por ejemplo en la figura c) se alcanza la $n_f^{máx}$ de forma instantánea.

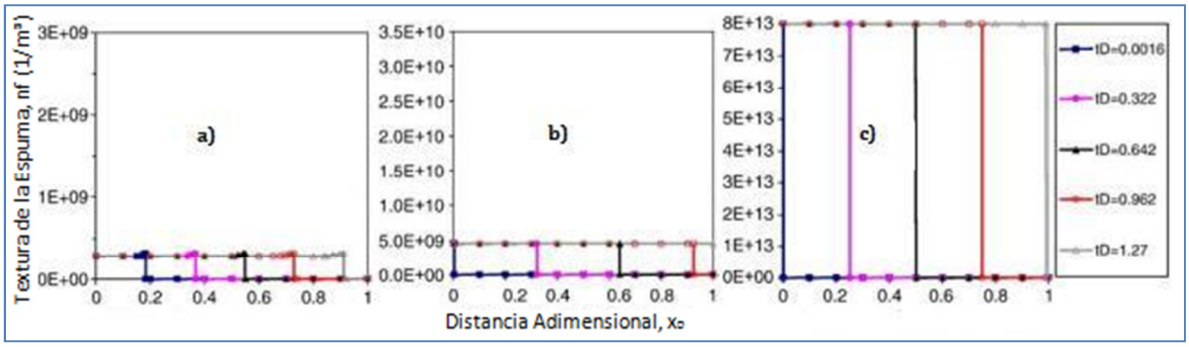


Fig.3. 11 Perfiles de textura de la espuma; a) $u_t = 1.02[ft/d]$, b) $u_t = 4.91[ft/d]$ y c) $u_t = 8.31[ft/d]$ (Dholkawala y colaboradores, 2005).

En lo que respecta a los perfiles de presión, como lo muestra la Fig.3.12, su comportamiento está enlazado al cambio de la textura de acuerdo a la velocidad de inyección, debido a la formación de espumas débiles o fuertes. Nótese que el gradiente de presión para espumas fuertes como en el caso b) es casi tres mil veces mayor que para la espuma débil en a), esto es ocasionado por el cambio tan drástico de la textura al variar las condiciones de velocidad de a) a las de b).

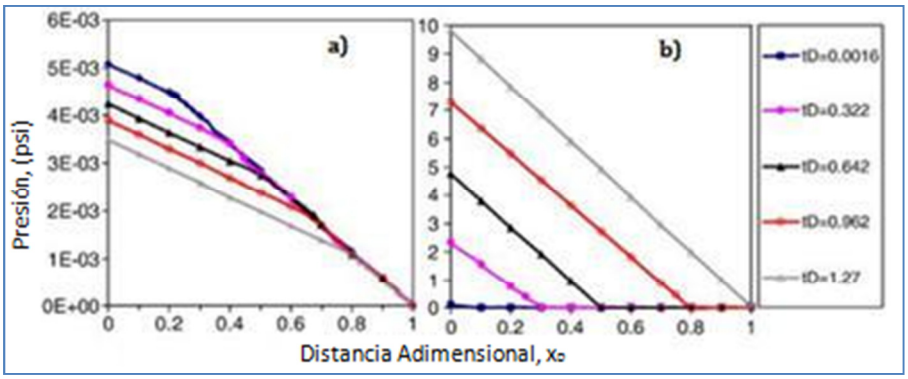


Fig.3. 12 Perfiles de presión; a) $u_t = 1.02[ft/d]$ y b) $u_t = 8.31[ft/d]$ (Dholkawala y colaboradores, 2005).

Los resultados obtenidos se compararon con la simulación hecha por Kam y colaboradores obteniendo una buena concordancia, por lo que se puede concluir que la Teoría de Flujo Fraccional define claramente el comportamiento de la espuma dentro del medio poroso al incorporar mecanismos que describen la reología de la espuma. Aun con las

suposiciones planteadas obtenemos resultados semejantes a los determinados por la simulación numérica.

Aunque la solución analítica de flujo fraccional no desplaza a la simulación, sí es capaz de proveer de una solución robusta del comportamiento del flujo de la espuma en el medio poroso, ayudando a calibrar los efectos de la dispersión numérica o simulaciones con fallas debidas a la inestabilidad numérica, ahorrándose así tiempo de cómputo.

III.4 FLUJO DE ESPUMAS EN UN MEDIO POROSO HOMOGÉNEO

III.4.1 Movilidad de las Espumas

Debido a que la aplicación de las espumas en campo es principalmente para medios fracturados, el flujo en medios homogéneos se tomará de forma breve. El subtema III.2 muestra los fundamentos y características del medio poroso que afectan al flujo de la espuma. El efecto del aceite y de la mojabilidad de la roca, anteriormente explicados, se hicieron en experimentos principalmente simulando medios porosos homogéneos.

Dentro de la roca, gran parte del líquido viaja en forma separada del gas y una pequeña cantidad lo hace con ella en forma de lamelas y en los bordes de Plateau. En presencia de espuma, el líquido llena los poros más pequeños que podrían ocuparse en ausencia de ella y las lamelas ocupan principalmente los poros grandes. Con base en lo anterior, la movilidad de la espuma se pudiera precisar como la movilidad del líquido y del gas en forma separada en presencia de espuma.

Debido a que la mayor parte del líquido es separado del gas y ocupan los poros más pequeños, la función de la permeabilidad relativa y viscosidad del líquido no son afectadas por la espuma tal como lo muestran Bernard y colaboradores (1965) en la ecuación 3.16 donde la permeabilidad relativa al agua (líquido) en presencia de la espuma (k_{rw}^{f}) es la misma como si ésta estuviera ausente (k_{rw}^{o}).

$$k_{rw}^{f} = k_{rw}^{o}(S_w) \tag{3.16}$$

La espuma afecta a la movilidad del agua indirectamente, ya que alteramos su saturación (S_w). Debido a que la espuma afecta directamente la movilidad del gas, la

predicción de la movilidad de la espuma es más precisa en la medida que se pueda determinar la movilidad de dicho gas en presencia de espuma.

La movilidad del gas en presencia de espuma depende fuertemente de la textura de ésta última. Existen tres formas de modelar la movilidad del gas en espuma; mediante expresiones empíricas en función de la velocidad de flujo, concentración de surfactante, entre otros factores, dichas expresiones no hacen referencia de forma explícita la textura de la espuma, en el segundo grupo hacen un balance del proceso de formación-rompimiento de las espumas débiles y la tercer forma, para espumas fuertes, es el modelo de "balance aglomeracional" que toma en cuenta la textura de la espuma considerándola como un parámetro explícito en el modelo, que a su vez considera una descripción no newtoniana de la movilidad del gas. También integra la ecuación de conservación, en el cual la velocidad de cambio de textura depende de la entrada, salida, creación, coalescencia y entrampamiento de la espuma.

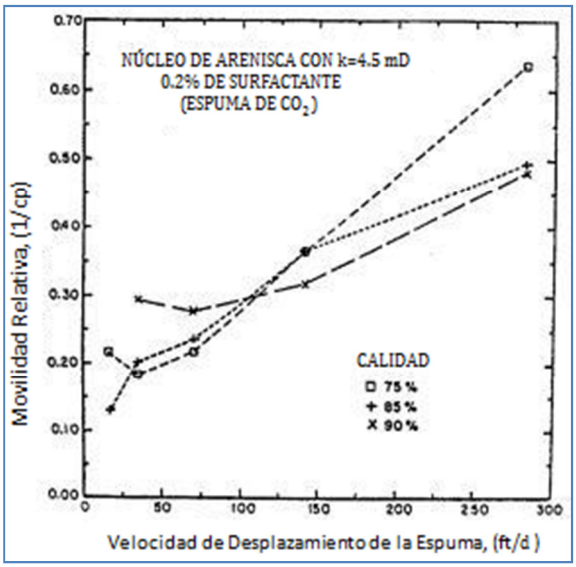


Fig.3. 13 Movilidad relativa para espuma de CO_2 (Heller y colaboradores, 1985).

Raza y colaboradores (1970) obtuvieron la permeabilidad relativa a la espuma en núcleos de arena mediante la aplicación de la Ley de Darcy de las dos fases que la constituyen; líquido y gas. De forma semejante determinan el flujo de la espuma en términos de la movilidad relativa (ecuación 3.17) conociendo parámetros como el gasto total, área transversal, y la caída de presión.

$$\lambda_r = \frac{\lambda}{k} = \frac{1}{k}\left(\frac{q_t}{A}\right)\left(\frac{\nabla p}{L}\right) \tag{3.17}$$

Donde: λ_r: movilidad relativa

k: permeabilidad absoluta

q_t: gasto total

A: área transversal

∇p: diferencial de presión

L: longitud del núcleo

Heller y colaboradores (1985) determinaron el comportamiento de la movilidad relativa para espumas de CO_2 a diferentes calidades, por lo que muestran que la movilidad aumentará conforme lo hace la velocidad de desplazamiento como lo muestra la Fig.3.13.

III.4.2 Observaciones Experimentales

Muchos de los primeros estudios sobre el flujo de espumas en medios porosos han utilizado configuraciones como lo muestra la Fig.3.14, donde la solución de surfactante y el gas son inyectados dentro de un núcleo o empaque de arena en el cual se mide diferenciales de presión en varias secciones de dicho medio para inferir la formación de la espuma en sitio. Otra forma es colocar un generador sintético de espuma antes de que los flujos entre al núcleo, en él se utiliza una presión alta de manera que se minimice el efecto de la expansión del gas a lo largo del medio poroso, se colocan celdas visuales dentro o fuera del medio para poder observar la textura de la espuma en puntos específicos.

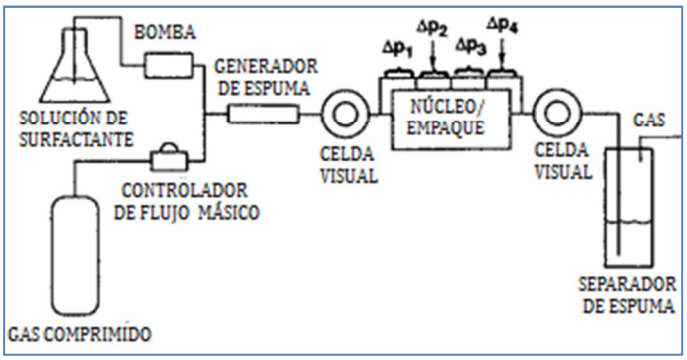


Fig.3. 14 Esquema experimental para medir la movilidad del gas (Rossen, 1994).

Se ha encontrado que las fuerzas capilares ponen resistencia al movimiento de las lamelas en las gargantas de poro, e incluso hasta llegan a inmovilizarlas dependiendo de la

presión; por lo cual se puede pensar de un efecto de permeabilidad relativa de la espuma en donde caminos de flujo del gas son bloqueados por lamelas inmóviles.

Sabemos que en la movilidad de la espuma es importante el tamaño de burbuja, por lo cual en los experimentos se debe considerar el conocimiento de la textura de la espuma, pero desafortunadamente los cambios en la textura es de forma espontánea.

Falls y Colaboradores (1989) encontraron que a bajos ∇p, la mayoría de núcleos se llenaron de burbujas atrapadas, por lo cual la espuma inyectada formó un tren de burbujas a través de un camino tortuoso.

Hay un gradiente de presión mínima ($\nabla p^{mín}$) debajo de la cual la espuma, de una textura dada, podría no fluir a través de un medio, y a valores superiores de esta presión el número de caminos por medio de los cuales la espuma puede fluir incrementan al hacerlo el ∇p hasta que la espuma pueda moverse por todos los poros del medio.

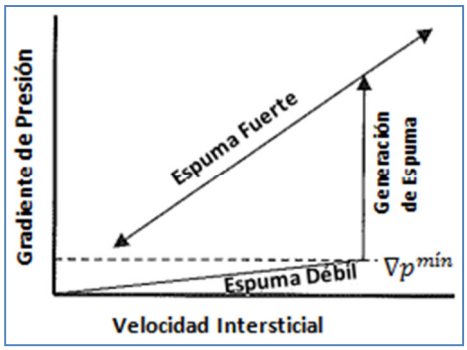


Fig.3. 15 Relación entre el gradiente de presión y la velocidad intersticial (Gauglitz y colaboradores, 2002).

La figura anterior muestra las condiciones bajo las cuales se puede formar espumas débiles o fuertes dependiendo de $\nabla p^{mín}$, es una forma que el gradiente de presión nos determine un tipo de espuma dentro del medio. Gauglitz y colaboradores (2002) determinan la relación de $\nabla p^{mín}$ con la permeabilidad y la manera que influye en la estabilidad de la espuma.

III.5 FLUJO DE ESPUMAS EN UN MEDIO POROSO FRACTURADO

Debido a que el flujo de los fluidos tiene preferencia por caminos de mayor permeabilidad en medios heterogéneos, la espuma se dirige a estas zonas e incrementa

localmente la resistencia al flujo por lo que los fluidos inyectados son desviados a zonas de menor permeabilidad y así incrementar la eficiencia de barrido.

III.5.1 Fracturas Homogéneas

El subtema III.5 se basa en al artículo "Foam sweep in fractures for enhanced oil recovery" elaborado por Wei Yan, Clarence A. Miller y George J. Hirasaki, excepto los subtemas III.5.2.2 y III.5.2.3 que se basan en la investigación de flujo de espumas en una fractura rugosa de Kovscek y colaboradores (1994). Wei Yan y colaboradores (2006) experimentaron con dos placas de vidrio paralelas con diferentes aperturas entre sí (ver Fig.3.16), con una longitud de 35.56 [cm] y 20.32 [cm] de ancho de superficie pulida.

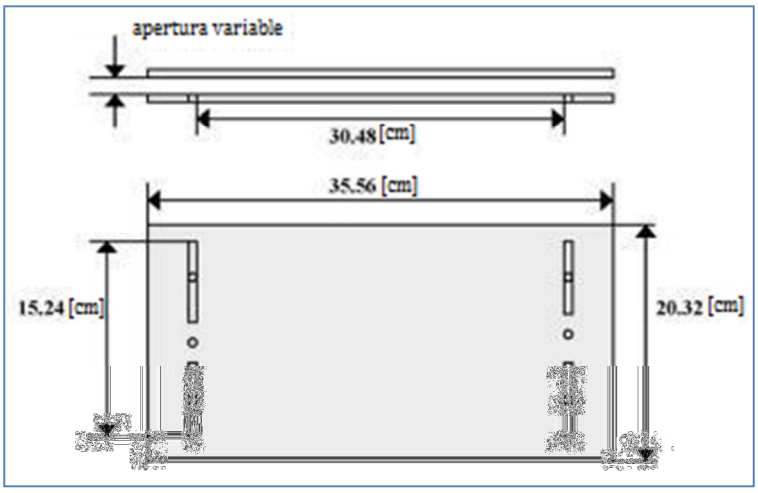


Fig.3. 16 Diagrama detallado del modelo de fractura homogénea (Wei Yan y colaboradores, 2006).

Los experimentos fueron direccionados para observar los efectos que tiene el gasto, tamaño de burbuja, flujo fraccional del gas y la apertura de las placas en la viscosidad aparente de las espumas fluyendo en fracturas uniformes, utilizando un esquema experimental semejante al mostrado en la Fig.3.14.

III.5.1.1 Viscosidad Aparente

De los experimentos de Wei Yan y colaboradores (2006), la característica que más influye en la viscosidad de la espuma es su textura; ya que las espumas de textura fina cuentan con un mayor número de lamelas por longitud, lo que ocasionará mayor resistencia al flujo. Ya que la apertura de las placas fue menor que el diámetro equivalente de las burbujas, el flujo de espumas era de burbujas unitarias a través de las placas y no se observó destrucción de ellas.

Ellos obtuvieron la viscosidad aparente mediante la Ley de Plane-Poiseuille (ecuación 3.18) midiendo la diferencial de presión a través de la fractura, que comparada con la propuesta por Hirasaki y Lawson (1985) no tuvo cambios considerables de los resultados.

$$\mu_{ap} = \frac{b^2 |\nabla p|}{12\, u} \tag{3.18}$$

Donde: μ_{ap}: viscosidad aparente

b: apertura de la fractura

u: velocidad de la burbuja

$|\nabla p|$: magnitud del gradiente de presión

La Fig.3.17 muestra la comparación de la viscosidad aparente obtenida por la teoría (basada en los efectos del líquido y deformación de las burbujas sin considerar los efectos del gradiente de tensión superficial) y mediante mediciones en laboratorio con apertura de 0.2 [mm] considerando el efecto del flujo fraccional de gas, por lo que tienen un comportamiento similar a bajas velocidades.

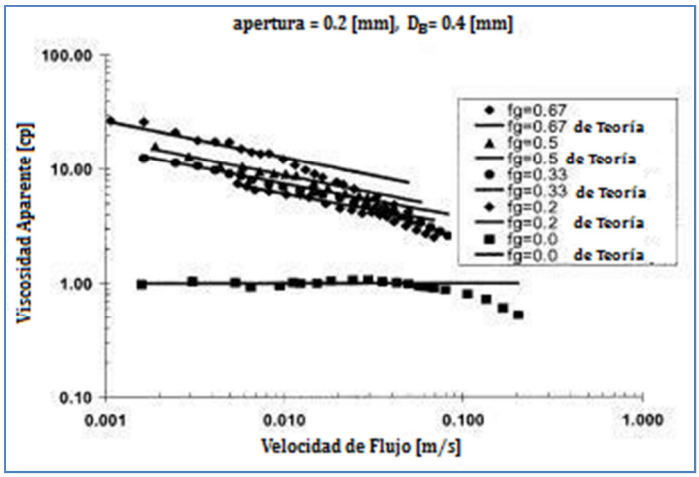


Fig.3. 17 Efecto de la velocidad de flujo y del flujo fraccional en la viscosidad aparente de la espuma para una apertura de 0.2 [mm] y un diámetro de burbuja de 0.4 [mm] (Wei Yan y colaboradores, 2006).

Un parámetro importante para determinar los datos teóricos es el número de Reynolds (N_{Re}), ya que los datos se desvían de la teoría para valores de N_{Re} fuera del rango de 1-10 dependiendo del tamaño de la burbuja y del flujo fraccional del gas, así cuando u=0.1 [m/s] el N_{Re}≈10. Para este estudio el N_{Re} se obtuvo de la siguiente forma:

$$N_{Re} = \frac{\rho^{liq}\, u\, b}{\mu^{liq}} \tag{3.19}$$

Donde: ρ^{liq}, μ^{liq}: densidad y viscosidad del líquido respectivamente

u: velocidad del flujo

b: apertura de la fractura

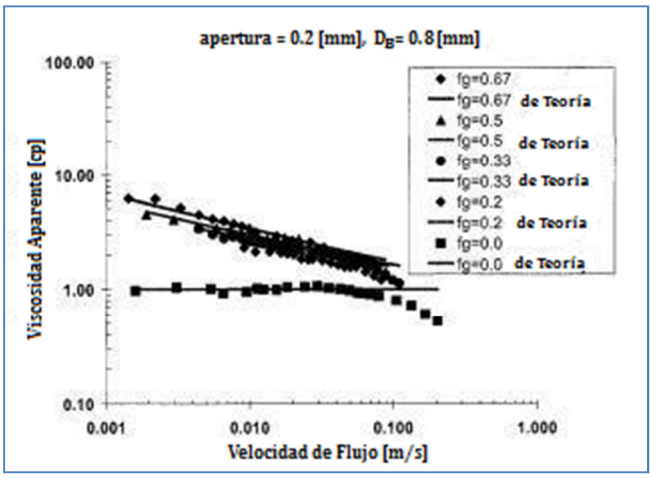


Fig.3. 18 Efecto de la velocidad de flujo y del flujo fraccional en la viscosidad aparente de la espuma para una apertura de 0.2 [mm] y un diámetro de burbuja de 0.8 [mm] (Wei Yan y colaboradores, 2006).

Las dos figuras anteriores también muestran la influencia del tamaño de las burbujas en la viscosidad aparente de la espuma, así como el efecto del flujo fraccional. Cuando se incrementa el flujo fraccional del gas o calidad de la espuma el número de lamelas por unidad de longitud o número de burbujas por unidad de área incrementa (burbujas de menor tamaño), la cual provoca que la viscosidad aparente incremente proporcionalmente al $f_g^{1/2}$.

III.5.1.2 Medición del Tamaño de Burbujas

Para medir el tamaño de las burbujas de gas se utilizaron dos métodos principalmente; análisis de imagen y experimentos en tubos capilares. Las imágenes fueron analizadas inmediatamente después de que el flujo de espumas fuera interrumpido, la imagen fue tomada con el software "IPTK" (desarrollado por la empresa Reindeer Graphic) que ayudó a obtener el tamaño promedio de las burbujas de gas y su distribución de dicho tamaño en las placas paralelas. En los tubos capilares, se contó el número de lamelas en una cierta longitud del tubo capilar para obtener el tamaño promedio de las burbujas dejando fluir espuma dentro de él, con diámetro menor que el diámetro de las burbujas. La Fig. 3.19 muestra la comparación de las mediciones tomadas mediante el método de imagen y el método de tubos capilares, en el cual el tamaño de burbuja mostrado es el diámetro equivalente como si las burbujas tuvieran forma exacta de esfera.

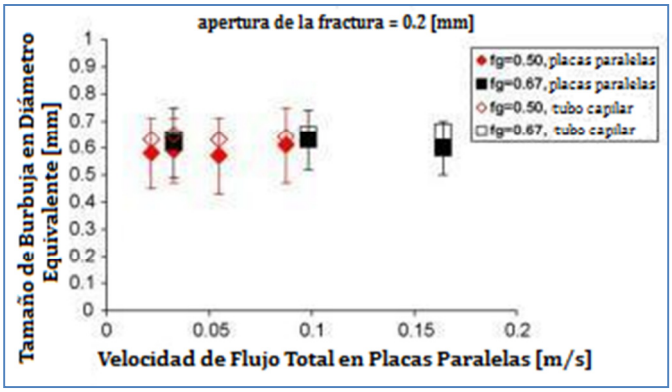


Fig.3. 19 Medición del tamaño de burbuja; método de imagen y tubo capilar (Wei Yan y colaboradores, 2006).

Al comparar los dos métodos nos dan resultados semejantes con una desviación estándar del 20% al compararlos a la misma velocidad e iguales flujos fraccionales de gas. Se hicieron otros experimentos mostrando resultados similares, cuando el diámetro equivalente era menos de 5 veces la apertura de las placas.

III.5.1.3 Viscosidad Aparente de Espumas en Bulto en Fracturas

Hirasaki y Lawson (1985) desarrollaron un modelo para determinar la viscosidad aparente de espumas en bulto en tubos capilares. Princes (1983) aplicó la teoría de reología a espumas y a emulsiones de altas concentraciones. Dichas teorías son aplicables para burbujas de forma de dodecaedro pentagonal, las cuales son obtenidas a altos flujos fraccionales de gas y todas las burbujas en el sistema están empacadas muy juntas.

Krieger y Dougherty (1972) desarrollo una forma funcional que ha sido ampliamente usada que describe la viscosidad de corte de dispersiones concentradas de esferas duras como se muestra a continuación:

$$\eta_r = (1 - K\emptyset)^{-2.5/K} \tag{3.20}$$

Donde: η_r: viscosidad relativa (relación de la viscosidad de la emulsión y la viscosidad del agua).

$\emptyset$: fracción de volumen de emulsión en agua (calidad)

K: factor de empacamiento (igual al recíproco de la fracción de volumen límite de un empacamiento denso aleatorio, $\emptyset_{máx}$, al cual η_r tiende al infinito)

Para un empacamiento aleatorio de emulsiones muy cercanas unas de otras con tipo de esferas monodispersas, ellos encontraron que; $\emptyset_{máx}$=0.64, entonces K=1.56.

Mooney (1951) desarrolló otra expresión para determinar la viscosidad relativa de emulsiones donde las partículas exhiben una forma de esferas rígidas como muestra la siguiente ecuación:

$$\eta_r = exp\left(\frac{2.5\theta}{1 - K\theta}\right) \tag{3.21}$$

El factor K en las dos ecuaciones anteriores puede disminuir cuando las partículas no tienen una distribución uniforme o cuando están deformadas, debido a que estos factores pueden causar un incremento en $\emptyset_{máx}$. Pal (1992) hizo estudios sobre la reología de emulsiones gelatinizadas mediante polímeros, y encontró que al incrementar la relación de viscosidad entre la fase continua y la fase dispersa aumenta el efecto de circulación interna, el cual conduce a que la viscosidad relativa disminuya y sugirió la siguiente ecuación:

$$\eta_r^{1/K_I} = exp\left(\frac{2.5\theta}{1 - K\theta}\right) \tag{3.22}$$

$$K_I = \left[\frac{1 + 0.4(\eta_c/\eta_d)}{1 + (\eta_c/\eta_d)}\right] \tag{3.23}$$

Donde: K_I: es el factor que toma en cuenta los efectos de circulación interna

η_c: viscosidad de la fase continua

η_d: viscosidad de la fase dispersa

Pal sugirió sus propios valores para los factores: K=1.04 y entonces $\emptyset_{máx}$=0.96.

Wei Yan y colaboradores (2006) midieron la viscosidad aparente para flujo de espumas en bulto en fracturas a diferentes aperturas de las placas, velocidad de flujo y tamaño de burbujas como se muestra en la Fig.3.20, en la cual también se grafica los valores de predicción mediante la ecuación de Krieger y Dougherty, ecuación de Mooney y el modelo de Pal. El flujo fraccional más grande en sus experimentos fueron de hasta 0.67 debido que encontraron que a dicho valor las burbujas colapsaban.

Para hacer las comparaciones entre las ecuaciones de Krieger y Dougherty y Mooney, Wei Yan y colaboradores utilizando valores de K=1.01 y $\emptyset_{máx}$=0.99; ya que observaron gran desviación entre los valores de predicción y los medidos utilizando los datos originales. Lo

anterior fue por la deformación de burbujas y al comportamiento no semejante al de esferas rígidas. Para el modelo de Pal se asumió que la fase dispersa era gas y la fase continua agua. Debido a que la viscosidad del agua es mucho mayor que la del gas, $K_I \approx 0.4$ (utilizando $\emptyset_{máx}$ y K los sugeridos por Pal).

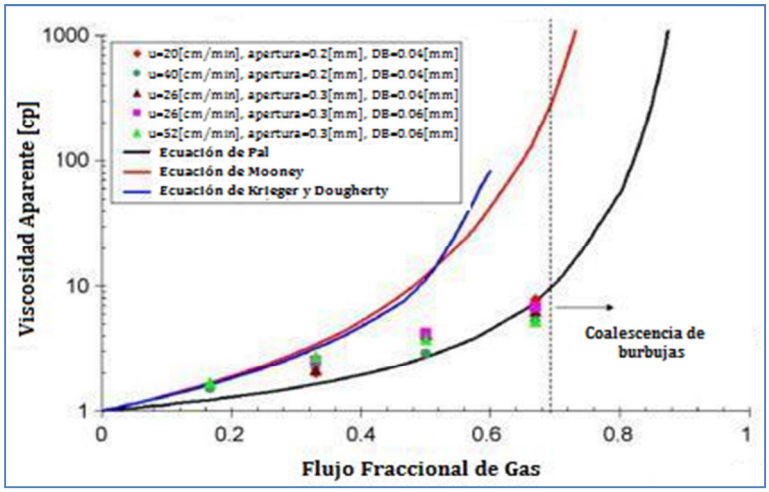


Fig.3. 20 Viscosidad aparente de espumas en bulto: medición y predicciones (Wei Yan y colaboradores, 2006).

Como se puede observar en la Fig.3.20 los valores obtenidos con la ecuación de Pal predicen de una mejor forma a los valores de viscosidad aparente de espumas en bulto medidos por Wei Yan y colaboradores.

III.5.2 Fracturas Heterogéneas

Wei Yan y colaboradores modelaron las fracturas heterogéneas mediante placas paralelas, con dos secciones de diferentes separaciones como se muestra en la Fig.3.21.

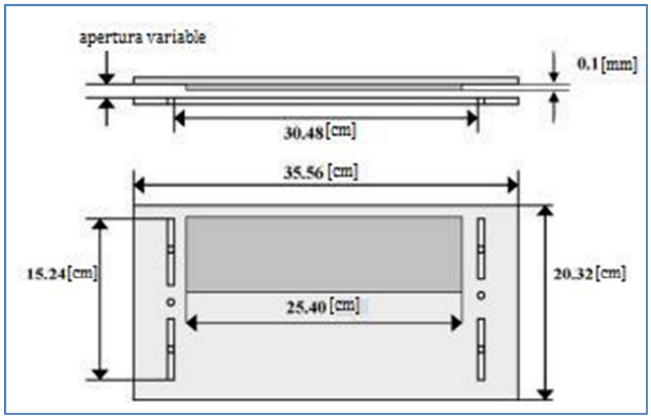


Fig.3. 21 Diagrama detallado del modelado de la fractura heterogénea (Wei Yan y colaboradores, 2006).

III.5.2.1 Viscosidad Aparente

Al considerar flujo de espumas entre dos fracturas con aperturas diferentes, la velocidad en ambas necesita ser determinada para obtener la viscosidad aparente mediante teoría o mediciones, si se supone que el flujo fraccional de gas y el gradiente de presión son las mismas para ambas regiones, la relación de la velocidad en función de las aperturas queda como:

$$\frac{u_1}{u_2} = \left(\frac{b_1}{b_2}\right)^{3/4} \tag{3.24}$$

Wei Yan y colaboradores encontraron que la viscosidad aparente debida a la deformación es proporcional a la apertura elevada a la 5/4 como se muestra en la siguiente ecuación.

$$\frac{\mu_{ap,1}}{\mu_{ap,2}} = \left(\frac{b_1}{b_2}\right)^{5/4} \tag{3.25}$$

Graficaron los resultados obtenidos de la viscosidad aparente al medir el gradiente de presión utilizando la ecuación 3.18 y los valores obtenidos de teoría con la ecuación 3.25, mientras que los valores de velocidad se obtuvieron con la ecuación 3.24 considerando que el flujo fraccional de gas es la misma para ambas aperturas.

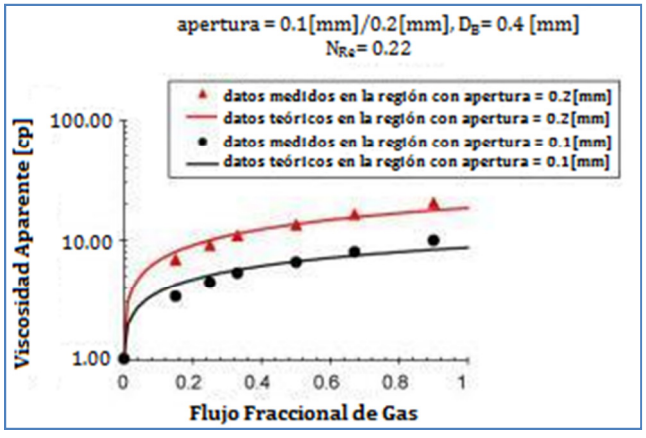


Fig.3. 22 Viscosidad aparente para una relación de apertura de 0.1/0.2 [mm] (Wei Yan y colaboradores, 2006).

La Fig.3.22 y 3.23 muestran los datos medidos y los obtenidos por la teoría considerando que ambas seccionas estaban llenas completamente de espuma, con un

diámetro de burbuja D_B=0.4 [mm] y N_{Re}=0.22, por lo que se puede observar que los datos obtenidos de las mediciones de presión tiene gran concordancia con los datos de la teoría.

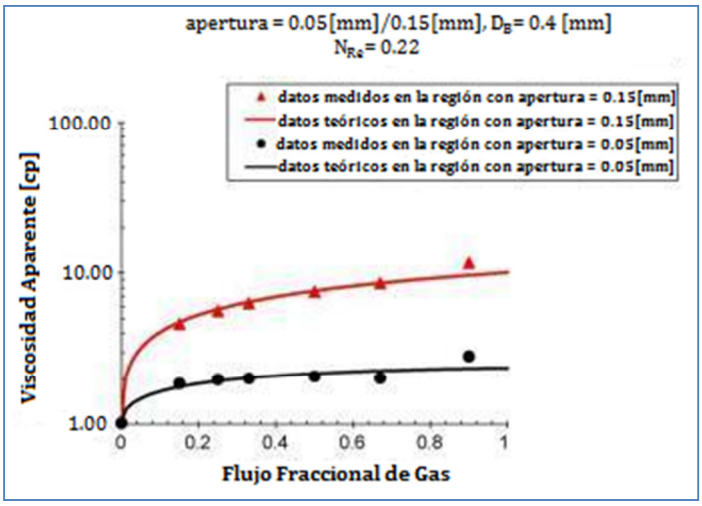


Fig.3. 23 Viscosidad aparente para una relación de apertura de 0.05/0.15 [mm] (Wei Yan y colaboradores, 2006).

También se puede observar la influencia que tiene la relación de aperturas de las dos fracturas en la viscosidad aparente, en donde la Fig.3.22 es a una relación de 1:2 y la Fig.3.23 muestra los resultados a una relación de 1:3, la cual la relación de viscosidad aparente es mayor en ésta última debido a una mayor relación de apertura. Debe destacarse que el N_{Re} fue obtenido mediante la ecuación 3.19 y los experimentos se hicieron para valores menores a uno.

III.5.2.2 Visualización del Flujo de Espumas

Debido a que la reología está fuertemente ligada a la textura de la espuma, el conocimiento del tamaño y forma de la burbuja es de gran importancia en el flujo de espumas en medios porosos. Kovscek y colaboradores (1995) visualizaron la forma y tamaño de las burbujas de la espuma en una fractura de roca natural (pared rugosa) dejando transparente una sección de ella. Usaron el esquema que se muestra en la Fig.3.24 con una fractura de apertura de 32 [μm]. Primero visualizaron el flujo de cada una de las fases; gas (nitrógeno) y líquido (solución de surfactante en agua), posteriormente observaron el efecto del gasto de gas en la forma y tamaño de la burbuja en el pregenerador de espuma (núcleo de arena Berea). En mediciones hechas por Ettinger (1989) se encontró que el tamaño de las burbujas en este tipo de núcleos oscilan entre 100 a 400 [μm] a gastos similares ocupados por Kovscek y colaboradores (1995). Se ha encontrado que el tamaño de las burbujas incrementa

conforme lo hace el gasto de gas, debido a que las lamelas se rompen, y disminuye conforme incrementa el gasto de líquido ya que provoca la formación de más lamelas.

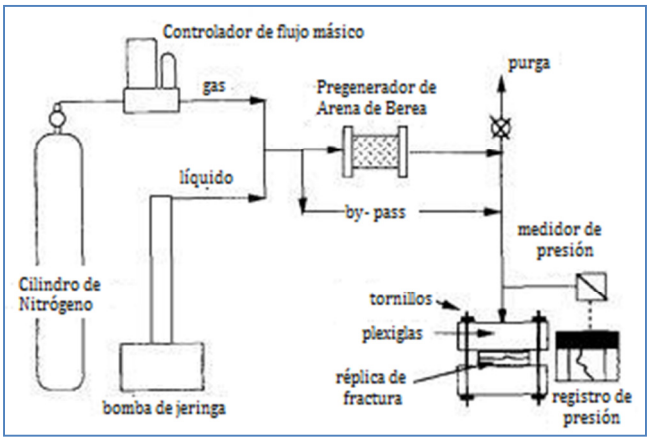


Fig.3. 24 Esquema experimental usado por Kovscek y colaboradores (1995).

La transparencia de la fractura permite tener una observación directa de la textura de la espuma en sitio. Para flujo fraccional del gas de 0.61 a casi 1.0 se visualizaron dos morfologías de la espuma. Para espumas con flujo fraccional del gas con valores mayores de 0.97 las lamelas separan las burbujas, además de tener una configuración poligonal (vista en planta) como lo muestra la Fig.3.25 a) debido a que no hay suficiente líquido para que se acumule en los bordes de Plateu y así dar una configuración circular de la forma que lo muestra la Fig.3.25. b) para flujo fraccional del gas menores a 0.9, en donde las burbujas son separadas por lentes o baches acuosos, es decir, son separadas por una gran cantidad de líquido y no sólo por lamelas, como se muestra en el caso a).

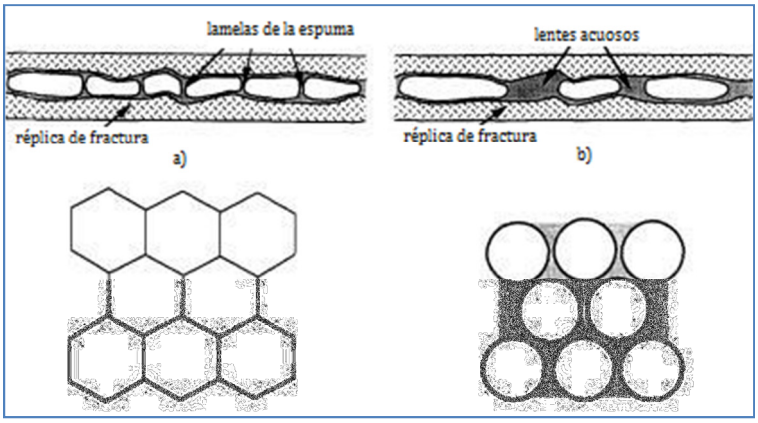


Fig.3. 25 Morfología de la espuma dentro de la réplica transparente de la fractura; a) alto porcentaje (calidad) de gas y b) bajo porcentaje de gas (Kovscek y colaboradores, 1995).

Se encontró que para valores de flujo fraccional del gas de 0.9 a 0.97 las burbujas entraban circulares (vista en planta), y conforme se introducían a la fractura sufrían una expansión, fluyendo a través de ella alcanzaba la configuración poligonal. No se visualizó coalescencia de la espuma cuando se inyectaba en la fractura, de la misma forma que no había generación de lamelas o lentes acuosos, las burbujas mantenían su configuración. Sin embargo, sí se observó expansión de las burbujas

III.5.2.3 Caída de Presión en Fracturas

Kovscek y colaboradores (1995) determinaron la caída de presión en estado estable (lo consideraron como una caída de presión constante a través de la fractura para un par de valores de gasto de gas y líquido) mediante varios escenarios. La Fig.3.26 muestra una correspondencia lineal de la caída de presión con el gasto másico de gas cuando el gasto de líquido permanece constante. Como se puede observar las líneas no pasan por el origen, sugiriendo así un esfuerzo aparente de cedencia.

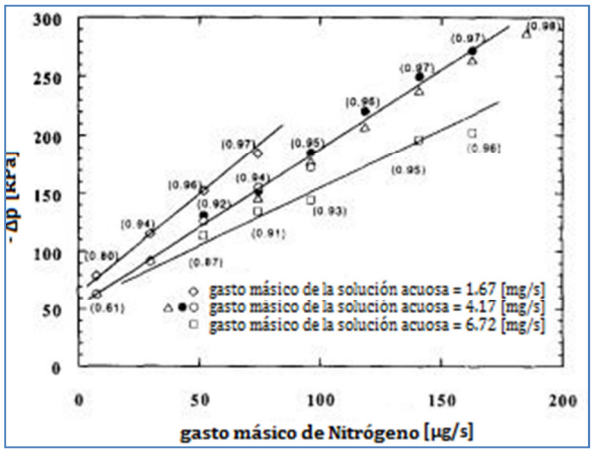


Fig.3. 26 Caída de presión vs gasto másico de nitrógeno, a tres gastos constantes de líquido. El número en paréntesis es el flujo fraccional de gas (Kovscek y colaboradores, 1995).

El otro escenario que ellos propusieron fue determinar la caída de presión cuando el gasto másico de líquido incrementaba para tres diferentes gastos constantes de gas; 53.2, 75.6 y 96.3 [µg/s], en el cual la curva formada por el gasto másico de 75.6 [µg/s] de nitrógeno se distinguen tres regiones (ver Fig.3.27), la primer región está comprendida entre 0 y aproximadamente 2 [µg/s] (f_g=0.97) en donde la caída de presión tiene un incremento lineal debido a que la cantidad de espuma formada incrementa proporcionalmente, como incrementa el gasto de la fase acuosa, la segunda región observada es entre 2 y 5 [µg/s] (f_g=0.94) en donde la presión decrece en forma curva hasta llegar a estabilizarse en la tercer

región, en la cual la caída de presión permanece constante desde 5 [µg/s] en adelante, dichas regiones también se observan en las otras dos curvas.

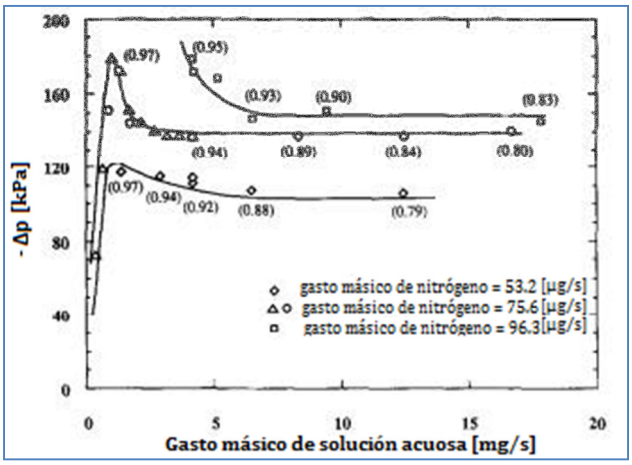


Fig.3. 27 Caída de presión vs gasto másico de la fase acuosa a gasto de gas constante (Kovscek y colaboradores, 1995).

Kovscek y colaboradores (1995) verificaron el comportamiento de la presión cuando el gasto másico total incrementaba a calidades constantes como lo muestra la Fig.3.28, en donde se observa que el flujo fraccional del gas que provoca mayor caída de presión es la de 0.95 y conforme disminuye dicho valor, la tendencia de caída de presión tendrá menor pendiente. Para espuma pregenerada, las curvas de diferentes flujos fraccionales de gas tienden a intersecar a aproximadamente 100 [kPa] difiriendo únicamente en la pendiente de cada tendencia de caída de presión.

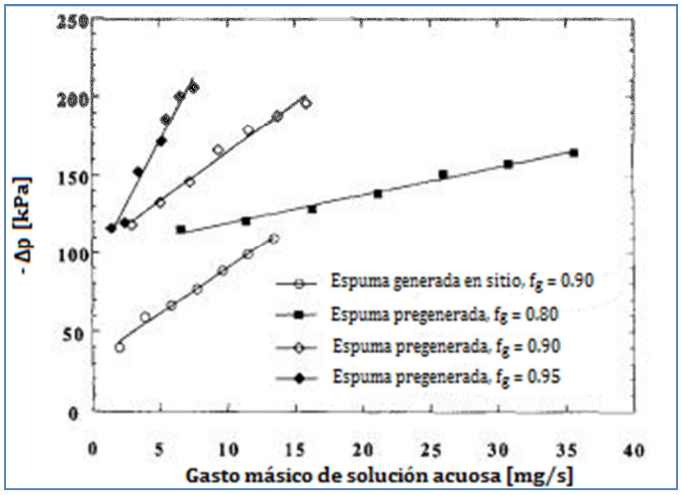


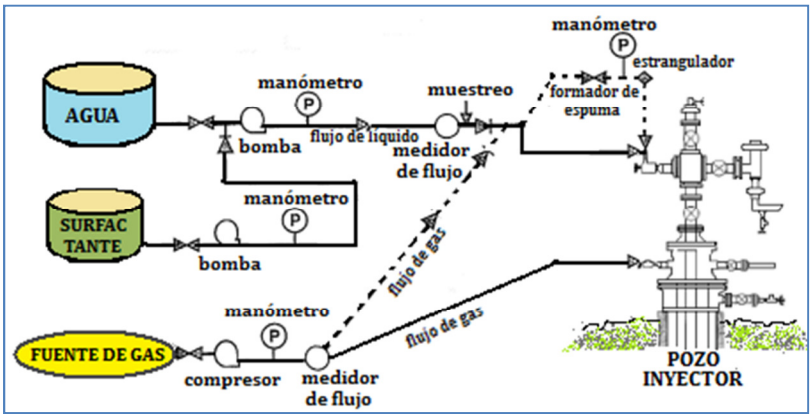
Fig.3. 28 Caída de presión de espuma pregenerada y generada en sitio en función del gasto másico de la solución acuosa (Kovscek y colaboradores, 1995).

Se compara el comportamiento de caída de presión para espuma pre y generada en sitio, en donde las rectas de presión muestran una pendiente semejante con intersección en el eje de las ordenadas diferente (aproximadamente la mitad), como se puede ver para f_g=0.90, esto es debido a que la textura de la espuma pregenerada es más fina que la formada en sitio. Se observó que las burbujas formadas en sitio tenían un diámetro promedio cuatro veces mayor que la formada en la arena Berea, con porosidad de 0.24 y permeabilidad de 0.8 [μm^2].

Esencialmente, las espumas con baja calidad son más móviles debido a que la alta cantidad de líquido provoca mayor lubricación en las paredes de la fractura, y mayor cantidad de gas ocasiona que se forme mayor cantidad de lamelas, en la cual el tamaño de burbujas será determinada por la medida del diámetro de la garganta de poro.

CAPÍTULO IV

CRITERIOS PARA LA APLICACIÓN DE ESPUMAS EN PROYECTOS DE EOR



IV.1 INTRODUCCIÓN

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

Turta y Singhal (1998) (artículo en el cual se basa este capítulo) consideran que los factores más importantes que se toman en consideración para la aplicación de espumas en proyectos de EOR son: a) forma en la que la espuma se desplaza (inyección de espuma preformada, espuma de co-inyección y espuma SAG o espuma de surfactante alterando gas), b) presión del yacimiento y c) la permeabilidad del medio poroso.

La primera aplicación publicada de espumas en proyectos de EOR, data de 1989, pero no fue hasta 1994 cuando tuvo su auge en la aplicación de proyectos avanzados. Turta y Singhal (1998) revisaron más de 40 publicaciones en proyectos de EOR y tratamientos de pozos productores para desarrollar criterios de escrutinio que nos permitan diseñar y aplicar las espumas de una forma eficiente.

IV.2 CARACTERIZACIÓN DE LAS ESPUMAS Y PROBLEMAS A RESOLVER

IV.2.1 Problemas Resueltos Mediante Espumas

Ya Cualquiera que sea el gas utilizado (vapor, CO_2, N_2 o gas hidrocarburo) en proyectos de EOR se pueden tener problemas de canalización y segregación gravitacional de dicho gas, por lo que la inyección de espumas resuelve los siguientes problemas (ver Fig.4.1):

a) Problemas de segregación gravitacional al inyectar gas.

b) Zona ladrona en la parte alta de la formación.

c) Canalización del gas en fracturas.

La segregación gravitacional se presenta cuando se inyecta gas en un yacimiento de espesor considerable y muy permeable, donde los procesos gravitacionales dominan sobre los viscosos o capilares. Esto ocasiona un frente de barrido no vertical, porque por diferencia de densidades, el gas tiende a propagarse en la zona alta de la formación mientras viaja del pozo inyector al productor. Los últimos dos problemas son ocasionados por canalización del gas debido a su alta movilidad (digitación) y a la presencia de fracturas (alta permeabilidad) o fallas en la cementación de la tubería.

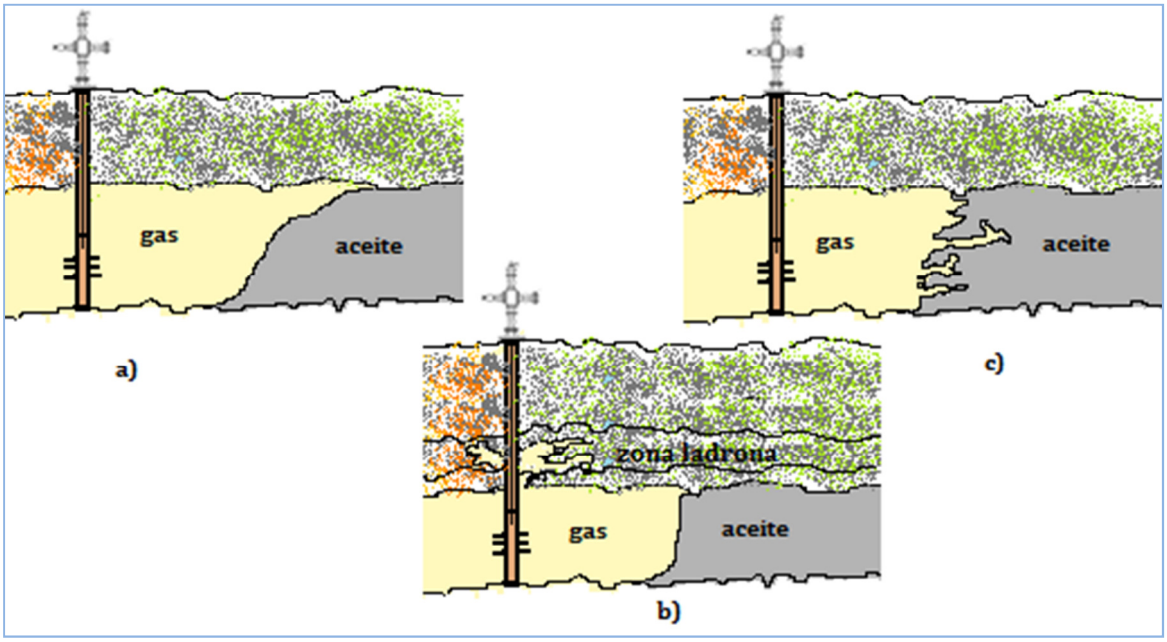


Fig.4. 1 Problemas resueltos con la inyección de espumas. a) Segregación gravitacional, b) zona ladrona y c) canalización en fracturas.

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

IV.2.2 Clases de Espumas

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

- ✓ Espumas de control de movilidad del gas (MCF, por sus siglas en inglés)

- ✓ Espumas de bloqueo o desvío, BDF (del inglés Blocking/Diverting Foam)
- ✓ Espumas de control de la relación gas-aceite, GOR (Gas Oil Ratio)

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

Rossen (1994) propone sólo dos clases de espumas como se describen en la Tabla 4.1, en la cual a diferencia de Turta y Singhal no considera a las espumas de control de la relación gas-aceite.

Tabla 4.2 Tipos de espumas en procesos de EOR.

Procesos	Objetivos	Necesidades
Taponamiento	Taponar capas barridas o invadidas por gas cerca del pozo inyector.	✓ Espumas que taponen selectivamente capas. ✓ Espumas con baja movilidad en la formación. ✓ Espumas estables por un periodo largo de tiempo.
Control de Movilidad	Reducir la movilidad del gas a través de las regiones barridas por éste.	✓ Costos bajos de químicos. ✓ Bajo consumo químico por la formación. ✓ Propagación rápida de espuma. ✓ Bloqueo selectivo con espumas.

El proceso más simple es el taponar una zona improductiva cerca o lejos del pozo productor o inyector con volúmenes relativamente bajos de espumas. El proceso de control de movilidad del gas se ocupa con mayor frecuencia, pues es un proceso que es dirigida para toda la formación o gran parte de ella, por lo que se enfatiza en su rápida propagación y en los costos del químico (surfactante).

Las espumas son usadas en otras operaciones en la Industria Petrolera; en la perforación y limpieza del pozo, en el fracturamiento hidráulico de formaciones poco permeables, así como en acidificación matricial.

IV.3 MODOS DE INYECCIÓN

En las aplicaciones de campo, a diferencia de los estudios de laboratorio, existen más formas en las que la espuma es desplazada. La manera en que la espuma es inyectada está fuertemente ligada a su formación, por lo que se utilizarán como sinónimos. La interpretación de los cambios de presión o movilidad de la espuma, en diferentes secciones del medio poroso es crítica para entender el mecanismo de formación.

Existen tres tipos de espumas de acuerdo al sitio en el que se genera:

i) Espuma Preformada
ii) Espuma de co-inyección
iii) Espumas SAG (Surfactant-Aternating-Gas)

La selección de la forma en que la espuma será generada, está en función del problema a resolver, la lejanía del objetivo, tipo del gas utilizado y de la infraestructura disponible, entre otros. Por ejemplo, la infraestructura superficial mínima que se requiere en un proyecto de inyección de espumas es mostrada en la siguiente figura.

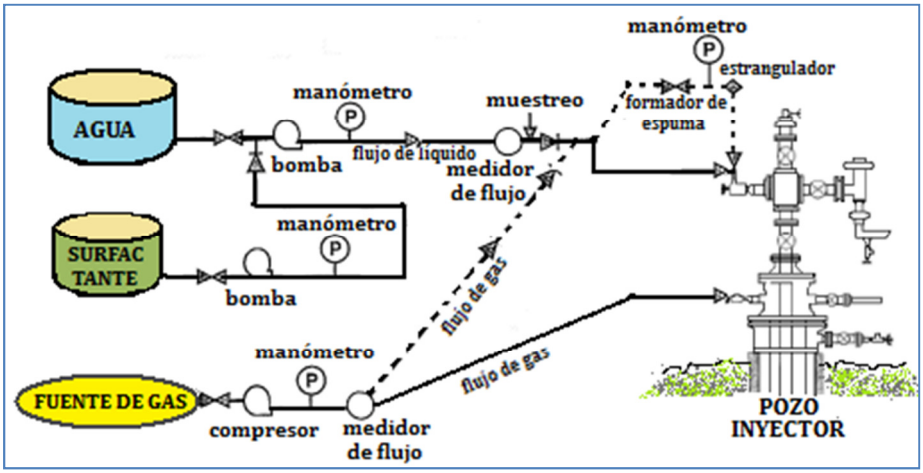


Fig.4. 2 Equipo superficial para la inyección de espumas (basado de Wong y colaboradores, 1997).

La configuración superficial se compone principalmente por tres fuentes; agua, surfactante y gas, y por dos ramales; flujo de líquido (mezcla de agua y surfactante) y un flujo de gas (CO_2, N_2, vapor o gas hidrocarburo). El agua utilizada podría ser preferentemente salmuera, ya que ayuda a la formación de la espuma debido a sus iones libres que permiten

interactuar con el surfactante. La selección del surfactante es presentado posteriormente en este capítulo y la fuente de gas puede ser ocupada de la infraestructura ya disponible en el lugar donde se efectuará la inyección de espuma, por ejemplo, ramales de N_2 para BN (Bombeo Neumático) o gas inyectado al yacimiento como proceso de EOR (N_2, CO_2 o gas hidrocarburo).

La línea punteada en la Fig.4.2 muestra la configuración de los flujos de líquido y gas para una formación de espuma en superficie y las líneas sólidas representan los ramales para una formación de espuma dentro del pozo y en la formación.

IV.3.1 Espumas Preformadas

Este tipo de espuma es generada fuera del medio poroso, es decir, antes que entre en contacto con la formación. Esta espuma puede ser formada en alguna de las siguientes configuraciones:

- En superficie usando un generador, antes de entrar al pozo.
- Cuando el flujo baja a través de la tubería de producción o en dado caso por el espacio anular.
- En la zona de los disparos, justo antes de entrar a la formación. También se le conoce como PGF (perforations generated foam).

Al utilizar la forma PGF es necesario dos tuberías que lleven los flujos al fondo o en su caso, utilizar el espacio anular para trasportar alguno de ellos.

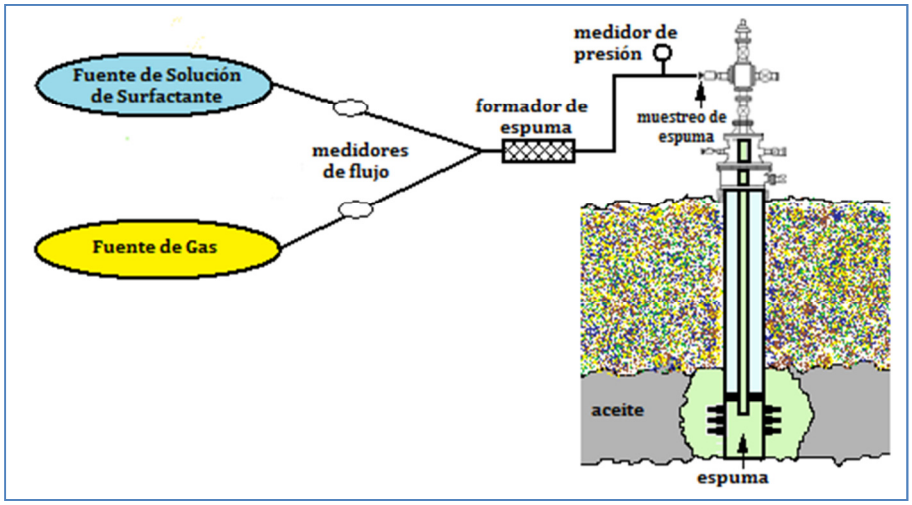


Fig.4. 3 Inyección de espuma formada en superficie mediante un generador artificial.

La figura anterior muestra una de las configuraciones en la formación de espumas preformadas, en donde el generador artificial se encuentra en superficie y las dos configuraciones restantes se diferencian en la posición de dicho generador. Al encontrarse el generador en superficie podemos tener control directo de los gastos, la presión y de las propiedades reológicas de la espuma formada.

Las espumas preformadas desarrollan un alto FRM (Factor de Reducción de Movilidad) tan pronto como entre en contacto con el medio poroso, es decir, se utilizan para objetivos cercanos al pozo inyector. Su alto FRM ocasiona de igual forma que el gradiente de presión crezca considerablemente al momento de la inyección, por lo que la presión de inyección requerida es alta.

En pruebas de laboratorio, se ha encontrado un incremento considerable de la presión cerca del punto de inyección y en las partes más alejadas no se presenta dicho efecto. Irani y Solomon (1986) atribuyen el incremento de presión a una formación excesiva de lamelas en la zona cercana al punto de inyección de espuma. Además, las espumas pregeneradas pueden ser inyectadas para apoyar a espumas de co-inyección si se duda de la formación de espuma en el medio poroso o en espumas SAG si se cree que los baches de gas y de líquido entran a regiones diferentes.

IV.3.2 Espumas de Co-inyección

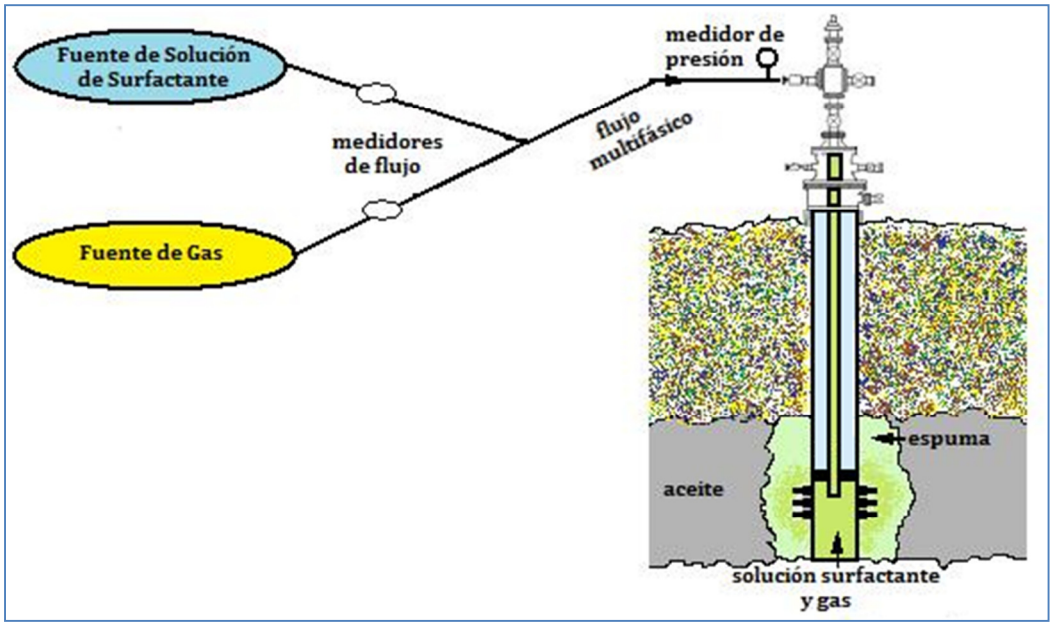


Fig.4. 4 Inyección de espuma mediante el proceso de co-inyección.

Es formada *in situ* (en sitio), cerca del inyector, mediante la inyección simultánea de líquido (solución de surfactante) y gas. Durante este proceso el surfactante puede ser inyectado de forma independiente o junto con el agua. Los flujos de líquido y gas pueden ser llevados al fondo del pozo en tuberías diferentes.

Aunque este tipo de espumas bloquea el medio poroso completamente igual que las espumas preformadas, su FRM 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 cara de la formación.

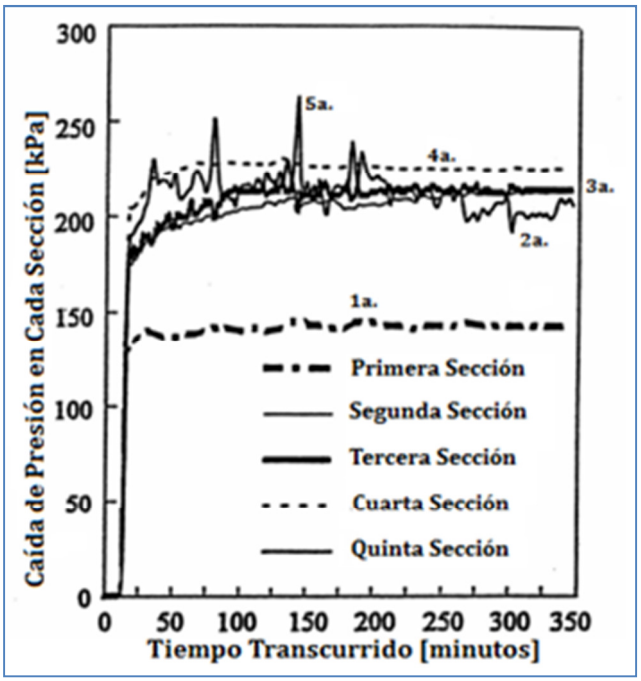


Fig.4. 5 Caída de presión en cinco secciones de núcleo para una co-inyección (Tortopidis y Shallcross, 1994).

Tortopidis y Shallcross (1994) investigaron la propagación de la espuma de co-inyección en núcleos de arenas no consolidadas con permeabilidad de 15-31 [D] a una presión aproximada de 3 [MPa] (435 [psi]) con una calidad de la espuma de 40%. El núcleo de 50 [cm] fue dividido en 5 secciones, y la distribución de la caída de presión en las secciones se muestra en la Fig. 4.5. En la primera sección tiene la menor caída de presión debido a una formación escasa de espuma, mientras que en las secciones 2, 3 y 4 tiene un ascenso en la caída de presión comportándose de forma estable conforme el tiempo transcurre. La sección cinco no muestra una correlación como en las secciones corriente arriba y la caída de presión

disminuye debido a la facilidad del frente de invasión a fluir, en ésta sección se forma espuma débil y se presenta la degradación de la misma.

IV.3.3 Espumas SAG

Este tipo de espuma es generada mediante la inyección alternada de la solución surfactante y gas. La formación de espuma mediante el método SAG se presenta en el yacimiento durante el drene de la solución surfactante mediante gas, por lo que en algunas ocasiones también es llamada *"Espuma de Drene"*. La Fig.4.6 muestra un esquema básico de la inyección alternada de la solución de surfactante y del gas para formar espuma en sitio.

Las espumas SAG no sólo se forman desde la región de entrada al yacimiento, sino en cualquier zona en donde la solución surfactante haya invadido debido al contacto con el flujo del gas. Debido a la alta movilidad del gas se asegura el contacto con todas las zonas que la solución invadió.

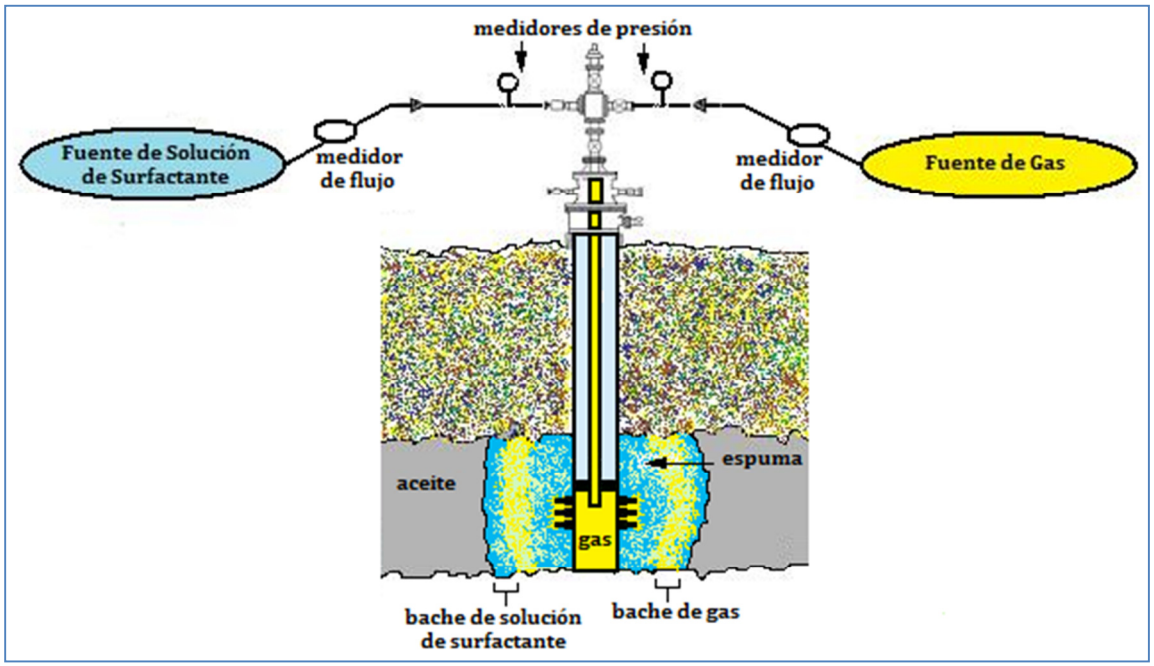


Fig.4. 6 Espuma formada en medio poroso mediante el proceso SAG.

Este tipo de espumas se utilizan para proyectos donde se pretenda desplazar la espuma a una distancia grande dentro del medio poroso. Por otra parte su FRM de las espumas SAG es baja. Para proyectos de inyección de CO_2 el proceso SAG puede ser utilizado para minimizar la corrosión en todo el sistema de inyección.

Una de las primeras investigaciones de espumas SAG fue hecha por Raza (1970) y posteriormente Chau (1991) comparó la formación de espumas mediante los procesos de co-inyección y SAG, concluyendo que para proyectos de inyección de espumas a largo alcance, el proceso SAG era más eficiente que el de co-inyección, aunque en ambos la espuma es formada en sitio. También se ha encontrado preferencia del proceso SAG en comparación con las espumas preformadas para proyectos de largo alcance.

El comportamiento da la caída de presión para las espumas SAG, como lo muestra Tortopidis y Shallcross (1994) para un proceso de co-inyección, en las primeras secciones tiene una caída de presión menor que las secciones corriente abajo, por lo que esto hace favorable a la inyección de los flujos de solución de surfactante y de gas.

IV.4 APLICACIONES DE ESPUMAS EN CAMPO DEPENDIENDO DE LA PRESIÓN

En las aplicaciones de espumas, se han utilizado cuatro gases; vapor y nitrógeno (N_2) que han sido ocupados en aplicaciones de espumas de vapor y el bióxido de carbono (CO_2), así como el gas hidrocarburo en procesos miscibles. Se han encontrado en la literatura proyectos con la aplicación de nitrógeno en alta presión. Sánchez y Schechter (1989) determinaron mediante pruebas de laboratorio que los proyectos a alta presión ocasionan un mayor número de sitios en los cuales se forma espuma mediante *snap-off*, por lo que disminuye la permeabilidad relativa al gas con el incremento de la presión absoluta.

IV.4.1 Aplicaciones a Baja Presión

La aplicación de espuma a bajas presiones se conoce también como empuje de vapor, las cuales son espumas formadas por N_2 y vapor. El nitrógeno, al igual que el surfactante es usado para que la espuma tenga una mayor estabilidad y efectividad en el barrido del hidrocarburo.

Los yacimientos en los cuales se aplicó la espuma, la mayoría fueron someros con porosidades y permeabilidades relativamente buenas. La viscosidad del aceite variaba de 1,000 a 4,000 [cp] en los proyectos de los campos de Río Kern y Midway Sunset en California, E.U.A, en donde se ocupó una presión baja de 0.7 a 3.5 [MPa] (101.5 a 507.5 [psi]) para la inyección del surfactante. De acuerdo a las investigaciones de Turta y Singhal (1998), en estos dos campos se han desarrollado el mayor número de proyectos (14 de 19 proyectos

investigados) a baja presión para la solución de problemas de segregación gravitacional con una concentración de surfactante en la solución líquida de 0.1 a 0.5%.

La calidad del vapor, a condiciones de superficie, antes y durante la inyección de la espuma se contempló en un rango del 40 al 80%. Estos valores reflejan una espuma con un moderado FRM; ya que son proyectos de inyección a baja presión y no debemos de generar una espuma fuerte. Por lo tanto, las bajas calidades pueden ayudar a lo anterior. Otros proyectos desarrollados con espuma seca (sobre el 90%) no obtuvieron los resultados esperados debido a la formación de espuma fuerte; porque su movilidad dentro del medio poroso es baja y la respuesta tardará en llegar al pozo productor, siendo esto una limitación. En los proyectos de espuma seca la relación del incremento de aceite/ kg de surfactante fue baja (0.04-0.05 [m^3/kg]) en comparación con los proyectos a baja calidad.

En los mejores proyectos evaluados mediante la relación del incremento de aceite/kg de surfactante, se inyectó el surfactante y el vapor mediante el método de inyección de *on-&-off*, mediante ciclos pequeños. Los ciclos del método *on-&-off* fueron de 24 hrs. para el proyecto South Belridge y de 7 días para dos secciones del proyecto Midway Sunset debido a las diferencias en la naturaleza del yacimiento. Eason y Cook (1989) propusieron ciclos semejantes en pruebas de laboratorio para este modo de inyección; pues es favorable en el aspecto económico, aunque la vida de la espuma suele ser corta.

En un análisis profundo de los resultados obtenidos en los procesos de empuje con espuma de vapor, se muestra que el factor más importante para su éxito fue el modo de inyección de la espuma.

En la mayoría de los proyectos se ha presentado un incremento en la eficiencia de barrido, como lo confirma el incremento del número de pozos productores que responden positivamente a la inyección de la espuma (incremento de la temperatura de fondo o mediante el incremento de aceite producido). El incremento del aceite producido en proyectos exitosos fue aproximadamente de 4,000 [m^3] a 20,000 [m^3] (25,159.2 [bbl] a 125,796.2 [bbl]). El incremento en el gasto de aceite fue aproximadamente de 1.5 a 5 veces el gasto promedio antes de la inyección de la espuma, mientras el corte de agua disminuyó casi un 20%. La producción total de aceite debida a la espuma fue del 6 al 12% del aceite original, demostrando así su efectividad.

IV.4.2 Aplicaciones a Alta Presión

Para las aplicaciones de espuma a alta presión, se han utilizado con mayor frecuencia el bióxido de carbono y el gas hidrocarburo, pero el gas nitrógeno no se descarta. Cuando se inyecta espuma a alta presión se debe cuidar no alcanzar la presión de fractura para no dañar la formación y que el proyecto sea un fracaso.

De los doce proyectos estudiados por Turta y Singhal (1998), seis fueron localizados en el estado de Texas, E.U.A., con permeabilidades bajas que van desde los 2 a 20 [mD] en donde la espuma fue utilizada para solucionar problemas de segregación gravitacional y de zonas ladronas de mayor permeabilidad. Los proyectos tenían extensiones desde 8 [ha] (19.7 [ac]) hasta 64 [ha] (158.1 [ac]) en donde la inyección inicial de CO_2 fue mediante un proceso WAG (water-alternating-gas) que se encontraba en una etapa madura al iniciar la inyección de espuma. La inyección de CO_2 tuvo un tiempo de operación de 6 a 12 años y su recuperación de aceite original fluctuó del 40 al 50%. En los proyectos pilotos de inyección de espumas, la concentración de surfactante en la solución líquida estuvo en un rango del 0.2 al 0.5%, semejante a las aplicaciones a baja presión. En lo que respecta al factor de reducción de movilidad, a mayor presión se necesita menor concentración de surfactante para obtener el mismo Factor de Reducción de Movilidad. Por lo tanto, la presión es un factor positivo para reducir los requerimientos de surfactante.

La calidad de la espuma ocupada en los proyectos a alta presión fue semejante a los de baja presión, con calidades que variaban del 0.2 al 0.8, siendo este último el valor más utilizado. Para aplicaciones a alta presión, al igual que los de baja, el modo de inyección es de primordial importancia en el éxito de los proyectos. Se utilizaron con mayor frecuencia los modos de: co-inyección y SAG (ciclos muy cortos, de 2 a 15 días), pero la inyección de surfactante mediante el método *on-&-off* como en los proyectos de vapor tuvo un resultado positivo.

En el estado de Utah, E.U.A, se desarrollaron tres pruebas piloto en el proyecto McElmo Creek que cuenta con un yacimiento altamente estratificado con permeabilidades que variaban desde los 0.01 [mD] hasta 1 [D] por lo que su contraste en las permeabilidades entre las capas era alta. Se propuso inyectar la espuma mediante los modos de co-inyección y SAG para solucionar el problema de zonas ladronas del flujo de gas. Se encontró que la inyección de espuma mediante co-inyección ocasionaba una excesiva reducción de la movilidad,

problema que se solucionó con una inyección SAG. Después de un volumen considerable de CO_2 inyectado, la inyectividad era semejante al provocado por una inyección de espuma preformada. El mismo problema de inyectividad se presentó en el proyecto East Mallet en el estado de Texas. Su permeabilidad promedio fue de 5 [mD], por lo que la inyección mediante co-inyección decrecía excesivamente, así que optaron por inyectar espuma mediante un proceso SAG con ciclos tan cortos como pudiera ser posible operacionalmente.

El segundo proyecto más exitoso en la inyección de espuma hasta 1998 fue el EVGSAU (East Vacuum Grayburg-San Andres Unit), en donde todo el estudio se fundamentó en proyectos de laboratorio. Debido a que la distancia entre el pozo inyector y el pozo productor era corta, la irrupción del gas fue rápida. La pérdida de inyectividad se predijo cuando la presión de inyección se incrementó al 25%, al taponar zonas ladronas. El pozo observador disminuyó dos veces la RGA y aumentó el gasto de aceite en el mismo tanto. Se exhibió un aumento en la eficiencia areal de barrido en tres pozos de la misma área, al incrementar de 10 a 20 veces la producción de aceite.

El proyecto de inyección de espuma de CO_2 que ha tenido mayor éxito, es el proyecto North Ward Estes que cuenta con una extensión de aproximadamente 8 [ha] (19.7 [ac]) constituida por arenas muy heterogéneas, por lo que la irrupción del gas fue a un mes iniciada la inyección. El modo de inyección fue mediante el proceso SAG con un ciclo de dos días (un día se inyectó CO_2 y el otro día solución surfactante). La calidad de la espuma se pretendió inyectar en un rango de 0.5 al 0.8. La presión de inyección fue monitoreada de forma permanente para no exceder la presión de fractura. El pozo productor disminuyó la RGA nueve veces, mientras que la producción de aceite incrementó quince veces y de la misma forma presentó una disminución en el corte de agua. El requerimiento de CO_2 (CO_2 inyectado/producción incremental de aceite) disminuyó por un factor de tres.

En lo que concierne al uso de gas hidrocarburo (GH) en los proyectos de inyección a alta presión (empuje miscible), uno de los proyectos importantes es el de Pembina Ostracod, la espuma fue generada mediante co-inyección usando dos tuberías de inyección, una para la solución surfactante y otra para el gas; ya que había problemas de formación de hidratos. Durante la co-inyección, se incrementó considerablemente la presión de inyección y cada vez que se interrumpía la inyección, la generación de espuma era visible por el incremento de presión y ésta incrementaba como si el modo de inyección de espuma fuera pregenerada, en

algunos días después. El gasto de aceite incrementó de 25 [m^3] a 33 [m^3] (157.3 a 207.6 [bbl]), por un período de tres meses con una cantidad baja de surfactante (800 [kg]).

Otro de los proyectos de inyección de GH en forma de espuma fue el de Kaybob South Triassic en Canadá en donde se utilizó una alta concentración de surfactante (2 al 5%) en la formación de espuma (por el modo SAG), debido que el proyecto se desarrolló en una extensión de 128 [ha] (316.1 [ac]). Los ciclos de inyección fueron de dos semanas (trece días inyectando gas y un día inyectando solución surfactante).

IV.5 APLICACIONES DE ESPUMAS EN POZOS PRODUCTORES

IV.5.1 CSS (Estimulación Cíclica de Vapor)

La estimulación cíclica de vapor (CSS, por sus siglas en inglés) es utilizada para transmitir calor al yacimiento (de aceite pesado y ultra pesado de alta viscosidad) y disminuir la viscosidad del hidrocarburo, lo que ocasiona que la movilidad del aceite residual incremente. Otro de los objetivos es remover parafinas y asfaltenos presentes en la cara de la formación. La estimulación es hecha mediante el proceso *Huff & Puff* que se constituye por tres etapas:

- Primera Etapa. El vapor se inyecta al yacimiento con un alto gasto, con la finalidad de disminuir las pérdidas de calor dentro del pozo.
- Segunda Etapa. También denominado etapa de filtración o adsorción. El pozo es cerrado para maximizar la transferencia de calor al yacimiento, el tiempo de cierre es de 3 a 4 días.
- Tercera Etapa. Es el periodo de producción del pozo con un lapso de tiempo mucho más prolongado que los anteriores.

Hasta 1995 se habían reportado 5,000 operaciones de estimulación cíclica de vapor, no se han reportado de forma clara los resultados obtenidos al emplear espuma como forma de eficientar la estimulación. El espesor de las formaciones en donde se ocupó espuma en CSS se encuentran sobre los 40 [m]. En el campo Midway Sunset se hicieron 21 CSS con espuma en el cual fue inyectado pequeños baches de la solución acuosa de surfactante, se notó mayor eficacia en los perfiles de inyección.

En Venezuela se analizaron 16 casos, se encontró que dos mecanismos pudieron ser responsables de un incremento en la producción de aceite con la ayuda de espuma en procesos de CSS:

- Desvío del vapor (calor) hacia zonas no invadidas.
- Cambio de las curvas de permeabilidad relativa debido a la inyección del surfactante.

La concentración de surfactante usado en estos últimos proyectos fue del 0.5 al 1%. El incremento de la producción de aceite sobre la inyección clásica de vapor fue del 24%. Para valorar la eficiencia de la espuma en este tipo de proyectos se hace mediante el factor de dispersión de vapor**,** es decir, eficiencia de barrido.

Los aditivos de CSS con espuma son: surfactante y nitrógeno que ayuda a formar y estabilizar la espuma. Al usar el modo de inyección de *on & off* incrementa la eficiencia en que el vapor se dispersa en el medio poroso.

IV.5.2 Problemas de Conificación del Gas

La solución de los problemas de conificación del gas con la ayuda de espumas, se han hecho a condiciones de alta presión (2,465 a 5510 [psi]). La concentración de surfactante se encuentra entre el 0.5 al 2%.

En proyectos elaborados en el Mar del Norte o en el campo Snorre, entre otros, la espuma preformada tuvo mejor comportamiento que las espumas SAG. Esto pudo ser ocasionado por la segregación de los fluidos de la espuma (gas-solución de surfactante) en el medio poroso. El modo de inyección SAG fue exitoso en formaciones de alta permeabilidad, en donde los ciclos de SAG fueron rápidos y la concentración de surfactante en los gastos de inyección fue alta.

El tratamiento con espuma en problemas de conificación de gas, es un procedimiento independiente, mientras que las aplicaciones en CSS involucran una modificación de un procedimiento de estimulación ya establecido por lo que tiene mayor dificultad en evaluar la efectividad. En ambas aplicaciones la efectividad se puede evaluar mediante un incremento en la producción de aceite por el tratamiento. La evaluación de la RGA en los problemas de conificación de gas, también es esencial.

IV.6 SELECCIÓN DEL SURFACTANTE

Después de aceptada la inyección de espuma para corregir alguno de los problemas antes mencionados, la fase de selección del surfactante es primordial; ya que de ésta dependerá el éxito del proyecto, por lo que se han establecido varias metodologías. Rossen (1994) propone tres pasos en la selección de un surfactante en específico:

i) Como primer paso, se puede hacer una prueba química de mojabilidad para determinar la precipitación de la salmuera, la solubilidad del surfactante en aceite del yacimiento y determinar la estabilidad termal de la espuma a temperatura y presión del yacimiento. Este primer criterio puede ayudar a eliminar varios surfactantes candidatos.
ii) Para los candidatos sobrantes, el segundo paso es probar el agente espumante (surfactante) en prototipos del medio poroso. Dependiendo del tiempo y del material disponible, el medio puede ser: núcleo de material no consolidado o consolidado como la arena Berea. Las variables que se miden son: la facilidad de generación, propagación y la reducción de movilidad en el medio a condiciones de yacimiento en función de los gastos, concentración del surfactante, salinidad y presencia del aceite.
iii) Una vez obtenida la formulación adecuada, el último paso es medir los niveles de adsorción y la habilidad de formar espuma en el medio poroso.

Donald y colaboradores (1990) propusieron dos pruebas de laboratorio para seleccionar el surfactante que mediaría la canalización de nitrógeno inyectado al yacimiento Painter en Wyoming, E.U.A., los siguientes dos criterios fueron aplicados a una gran variedad de surfactantes disponibles en el mercado:

1) La primera prueba consiste en agitar la solución de surfactante con aceite del yacimiento en un cilindro graduado. La altura de la espuma fue medido en función del tiempo. Esta prueba de agitación indicó la estabilidad de la espuma y la compatibilidad del surfactante con los fluidos del yacimiento.
2) La siguiente prueba fue verificar la disminución de movilidad del nitrógeno. Se ocuparon dos núcleos en serie, uno que sirvió para generar la espuma, y el otro para verificar como actuaba la solución de surfactante en contacto con el nitrógeno, es decir, medir la caída de presión (generación de espuma).

Al implementar un método efectivo de selección obtendremos un agente espumante adecuado para condiciones de yacimiento específicas. El agente debe tener facilidad de formación de espuma y ésta última, durabilidad en presencia de los fluidos del yacimiento, así como baja adsorción.

Casteel y colaboradores (1988) propusieron un procedimiento para determinar el surfactante adecuado que pudiera incrementar la eficiencia de barrido del aceite en la inyección de CO_2. El surfactante debió de ser comercialmente disponible y barato. La Fig. 4.7 muestra el procedimiento de selección que consiste en: pruebas de criterios preliminares, estabilidad y pruebas en núcleo (flujo).

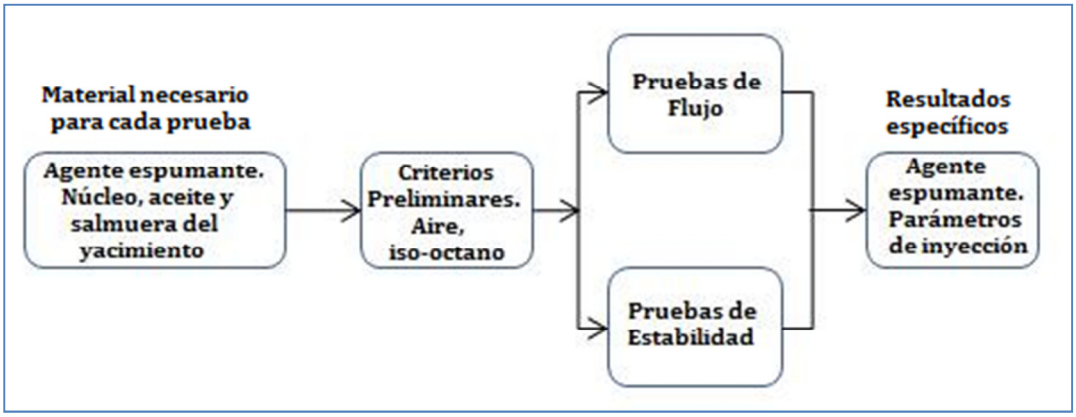


Fig.4. 7 Procedimiento de selección de surfactante (Casteel J. F. y colaboradores 1988).

Pruebas de Criterios Preliminares. Dichas pruebas proveen un método rápido y simple para la estimación de la concentración de la máxima calidad de la espuma, para determinar la estabilidad y habilidad y estimar los efectos de la salmuera y aceite. Consta de dos pruebas principalmente para determinar la habilidad de espumar y la estabilidad: agitar y mezclar, la primera se hace con aire e iso-octano, mientras que la segunda se usa sólo aire. Se midieron los volúmenes de líquido y espuma para determinar la calidad, así como el tiempo en que se drenaba la mitad del líquido para obtener la estabilidad.

Pruebas de Estabilidad. Un agente espumante puede perder su habilidad en el yacimiento debido a la adsorción en las rocas o una descomposición química. El objetivo de esta prueba es determinar las pérdidas de surfactante y ayudar a encontrar el óptimo de acuerdo a las condiciones dadas.

Pruebas de Flujo en Núcleos. Las pruebas fueron hechas para determinar si el surfactante incrementa la eficiencia de barrido, si el incremento es selectivo dependiendo de la permeabilidad o si el método de inyección influye en dicho proceso selectivo.

Son tres los criterios en los cuales se basaron Stevens y colaboradores (1992), para determinar el surfactante que usaron para aumentar la eficiencia de barrido en la inyección de CO_2 en el proyecto East Vacuum Grayburg, Unidad San Andrés en Nuevo México, E.U.A.:

i) Determinar la efectividad del surfactante en reducir la movilidad del CO_2 en experimentos hechos en núcleos.
ii) La cantidad de surfactante perdido por la adsorción dentro de la roca.
iii) La estabilidad y durabilidad de la espuma.

Los criterios secundarios tomados en cuenta son: el costo del surfactante, disponibilidad, facilidad de manejo y transporte y la estabilidad bajo condiciones de inyección.

IV.7 FORMA DE IMPLANTACIÓN

Para implantar la inyección de espuma en campo, varias consideraciones deben de hacerse antes de llevar a cabo el proyecto. Por ejemplo, Rossen (1994) propone dos pasos para el diseño del proyecto de espumas.

Paso 1. Se propone caracterizar el campo y los problemas de eficiencia de barrido. La formulación de varias preguntas puede ayudar al diseño, tales como:

- ¿Hay suficiente aceite remanente en el campo para que el proyecto sea económicamente redituable?
- ¿Qué es lo que causa la pobre eficiencia de barrido (zona ladrona, segregación gravitacional o digitación)?
- ¿La presión de inyección es una limitante?
- ¿Qué cantidad de surfactante se pierde por la adsorción en la roca?
- ¿Qué tipo de mojabilidad tiene el yacimiento?

Paso 2. Si en el paso anterior se encontró una atractiva recuperación de aceite y el proceso parece efectivo, el siguiente paso es determinar el objetivo del proceso. Una consideración importante es determinar si queremos tener un retorno económico inmediato o

si queremos recopilar información para futuras aplicaciones. Se proponen dos posibles objetivos:

- ✓ Incrementar el aceite recuperado, mayor eficiencia de barrido del aceite.
- ✓ Reducir los costos de operaciones y los problemas de irrupción del gas.

Antes de seleccionar una formulación específica de surfactante, se puede hacer una evaluación económica preliminar del proyecto. Mediante un estudio de simulación del yacimiento podría hacerse una estimación de la propagación de la espuma.

Por su parte Turta y Singhal (1998) proponen revisar tres puntos importantes para el éxito de las aplicaciones de espumas, que son:

a) Identificar el tipo de problema a resolver, así como el pozo que nos permitirá solucionar el problema.
b) Verificar si la espuma debe ser aplicada a pozos productores o a inyectores.
c) La espuma aplicada como un agente de control de movilidad debe de ser para pozos inyectores; un factor crítico en su selección es la inyectividad, por lo que si se desea la propagación a grandes distancias el FRM debe ser moderada.

Después de una extensa investigación de proyectos en los cuales la espuma fue aplicada, Turta y Singhal (1998) desarrollaron un esquema que muestra el procedimiento a seguir 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, como se muestra en la Fig. 4.8.

El esquema de selección considera a dos clases de espuma; control de movilidad y bloqueo y/o desvío, como lo considera Rossen (1994).

Todos los diseños de las aplicaciones de espuma en campo deben basarse en pruebas de laboratorio utilizando condiciones representativas del medio poroso en que se aplicará, incluyendo el modo de desplazamiento.

La siguiente figura muestra criterios de escrutinio en el diseño para la aplicación de espuma, pero sólo es para determinar el modo de inyección, así que debe de acompañarse de pruebas de laboratorio para determinar parámetros como la calidad de la espuma, los gastos, tipo de surfactante, tiempos, entre otros.

Si las condiciones del yacimiento en el que se aplicará la espuma no coinciden con los del criterio de escrutinio, pueden hacerse pruebas de laboratorio y definir si bajo esas circunstancias la inyección de espuma puede ser factible. Esto es debido a que los criterios se basan en la coincidencia de parámetros de la mayoría de aplicaciones exitosas de espumas en campo y no de la totalidad de los proyectos, debido a las diferencias entre ellos.

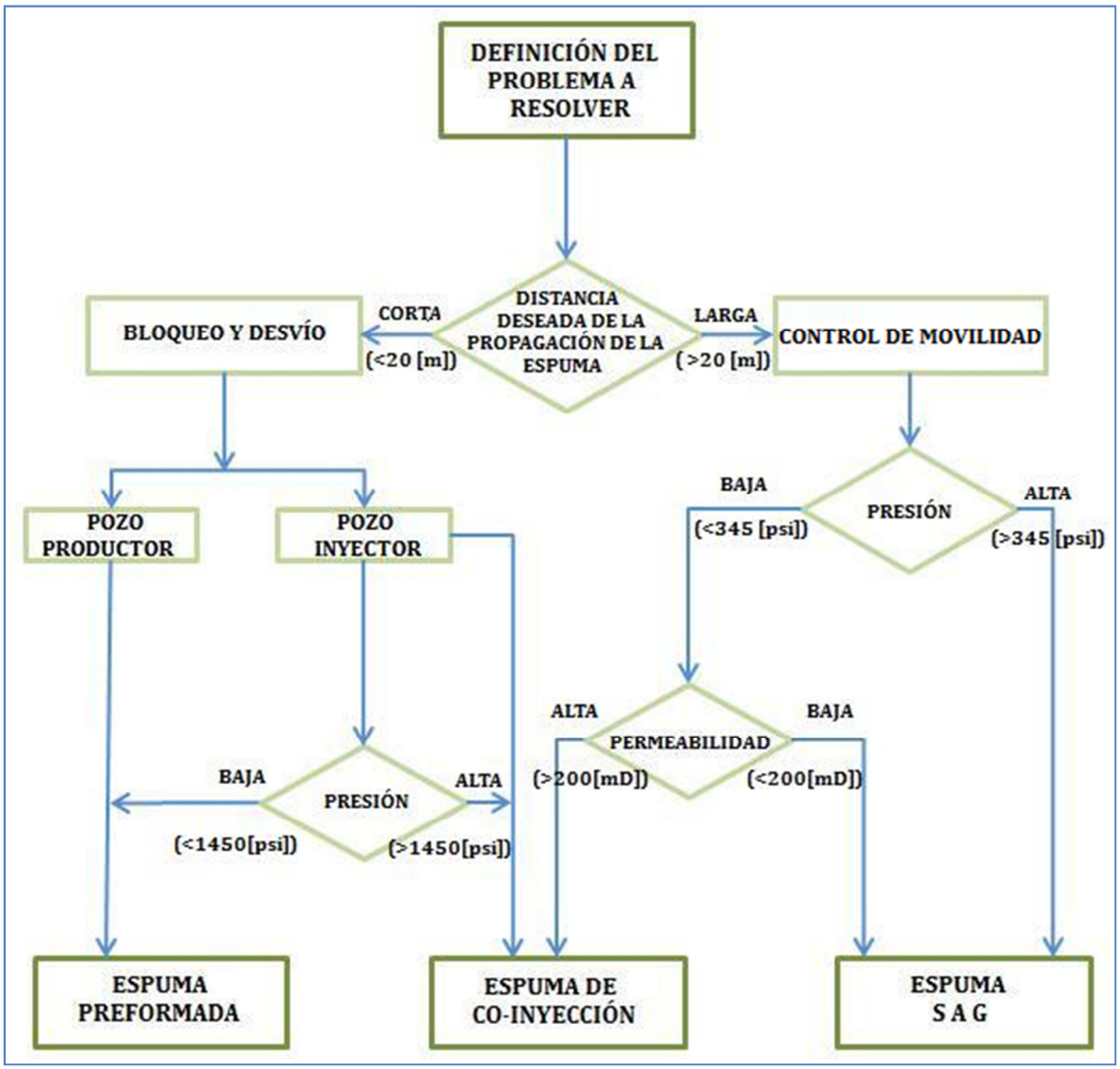
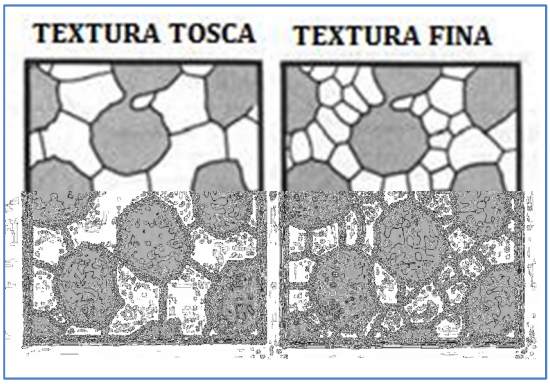


Fig.4. 8 Diagrama de criterios de escrutinio para la aplicación de espuma en proyectos de EOR (Turta y Singhal 1998).

CAPÍTULO V

CONTROL DE MOVILIDAD DEL GAS



V.1 INTRODUCCIÓN

Los efectos de la espuma en el flujo de gas pueden expresarse en términos de la movilidad de éste. Recordemos que la movilidad de un fluido en un medio poroso es definida con base en la ecuación de Darcy, como se muestra en la ecuación 3.1. De lo anterior, la movilidad para un fluido "*i*" (λ_i) se expresa de la siguiente forma:

$$\lambda_i = \frac{k_i}{\mu_i} \tag{5.1}$$

Donde: k_i: permeabilidad efectiva de la fase *i*

μ_i: viscosidad de la fase *i*

Para flujo de una sola fase, k_i corresponde a la permeabilidad absoluta del medio poroso. Para flujo multifásico (dos o más fases presentes), ésta representa la permeabilidad efectiva de la fase i y es, por lo tanto, una función de la saturación de dicha fase.

En lo que respecta a un proceso de desplazamiento, un concepto usado es el de la relación de movilidad, M, del fluido desplazante y el fluido desplazado.

$$M = \frac{\lambda_D}{\lambda_d} \tag{5.2}$$

Donde: λ_D: movilidad del fluido desplazante

λ_d: movilidad del fluido desplazado

Cuando se inyecta gas para desplazar al aceite, la movilidad de éste último es menor, no sólo por la permeabilidad, sino por la diferencia tan grande de viscosidades. La relación de movilidades, que es una cantidad adimensional, es un factor importante en este tipo de procesos de desplazamiento; ya que afecta el barrido areal y vertical, por lo que el frente de desplazamiento no es uniforme. Un proceso de desplazamiento puede presentar tres casos dependiendo el valor de la M.

- Cuando M>1, es una relación desfavorable de movilidades; pues 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. Tiene mayor eficiencia de desplazamiento en comparación con los otros dos casos.

Así que, cuando se inyecta 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) propone determinar una forma de comparación de movilidades del gas antes y después de la presencia de una espuma, llamada movilidad relativa, expresada de la siguiente forma.

$$\lambda_{rg} = \frac{\lambda_g(S_g = S_{gf})}{\lambda_g(S_g = 1.0)} \tag{5.3}$$

Donde: $\lambda_g(S_g = S_{gf})$: movilidad del gas en presencia de espuma en el medio poroso

$\lambda_g(S_g = 1.0)$: movilidad del gas cuando satura completamente el medio poroso

Ellos proponen medir directamente las movilidades del gas; porque no implica suponer valores de viscosidad y permeabilidad, las cuales son características de la espuma que no se pueden saber concretamente en el medio poroso.

V.2 MOVILIDAD DEL LÍQUIDO EN ESPUMAS

Debido a que el líquido ocupa los poros más pequeños, los mismos que podría ocupar en ausencia de la espuma, por lo que la espuma no altera la función de la permeabilidad relativa al agua. La cantidad de líquido que viaja en forma de lamela, es menor comparado con el flujo total de éste. La espuma no cambia la permeabilidad relativa al agua directamente, aunque, lo afecta al modificar la saturación de ella.

Bernard y colaboradores (1965) estudiaron los efectos de la espuma en la permeabilidad del medio poroso al agua en función de la concentración de surfactante, permeabilidades, gradiente de presión, longitud del medio poroso y contenido de aceite crudo. En la Fig.5.1 muestra los resultados obtenidos a diferentes concentraciones del agente espumante (0.01, 0.1 y 1.0 %), demostrando así que ni la presencia de espuma ni la concentración del surfactante afectan a la permeabilidad relativa al agua.

Estos resultados se pueden explicar considerando la estructura de una espuma; pues la espuma es una aglomeración de burbujas de gas separadas por una película de líquido. Por lo tanto, el gas es discontinuo mientras el líquido es la fase continua y éste último puede viajar por la película que cubre al gas.

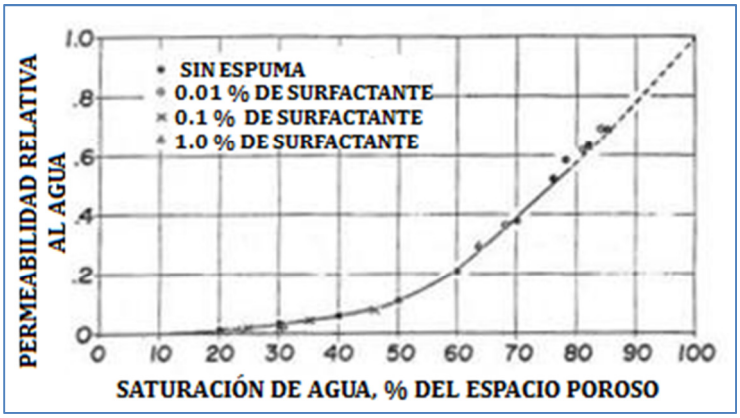


Fig.5. 1 Efecto de la espuma en la permeabilidad relativa al agua (Bernard y colaboradores, 1965).

Otro de los parámetros que mostraron Bernard y colaboradores fue la presencia de aceite crudo en la permeabilidad relativa al agua, los resultados muestran un mismo comportamiento que la figura anterior, sin tener cambios considerables en la permeabilidad al agua.

V.3 MOVILIDAD DEL GAS EN ESPUMAS

V.3.1 Mecanismos de Reducción de la Movilidad del Gas

La espuma altera la movilidad del gas de dos formas. El primer mecanismo está asociado con el movimiento de las burbujas y su reordenamiento conforme fluyen. Las burbujas pueden ser iguales o diferentes que el 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.

Las burbujas de gas confinadas son transportadas mediante su deslizamiento sobre las películas de líquido que lubrican las paredes de las gargantas y cuerpos del poro. A bajas velocidades de las burbujas, la caída de presión que se requiere para moverlas 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 ésta, provocando un gradiente de tensión superficial.

El segundo mecanismo que reduce la movilidad del gas es el entrampamiento de la fase gaseosa. La fracción del gas que está inmóvil en una espuma se puede cuantificar mediante trazadores de la fase gas. En algunos experimentos hechos en núcleos de areniscas, la fracción del gas que permanece estática es del 0.85 al 0.99. Los factores más importantes que gobiernan el entrampamiento del gas son: gradiente de presión, geometría del poro y la textura de la espuma.

Los dos mecanismos anteriores, son resultado de la manera en que la lamela es formada, éstas se originan por el mecanismo de *leave-behind* cuando la fase continua de gas invade una región saturada con surfactante. Dichas lamelas están inmóviles y bloquean a una porción de poros al flujo del gas, reduciendo así la permeabilidad relativa a éste. El mecanismo de *leave-behind* domina la reducción de movilidad del gas a bajas velocidades. Por otra parte, los mecanismos de *snap-off* y *división de lamelas* crea discretas burbujas de gas que son alojadas en alguna parte del medio poroso y bloquean los caminos de flujo del gas, semejante como el mecanismo de *leave-behind*.

El flujo de gas en forma de burbujas entrampadas causa mayor resistencia a fluir en comparación si el gas fluyera como una fase continua. Las burbujas discretas dominan la reducción de la movilidad del gas a altos gastos de inyección. La siguiente figura muestra el efecto de las burbujas entrampadas (separadas por lamelas) por lo 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.

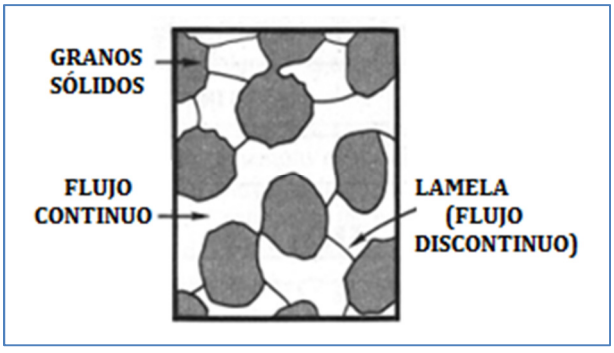


Fig.5. 2 Efecto de las lamelas en el flujo de gas (Falls y colaboradores, 1988).

V.3.2 Permeabilidad Relativa del Gas en Espumas

La fracción del espacio poroso donde el gas fluye es llamada la Fracción del Gas Fluyendo (Xgf). Ésta puede ser influida por muchos factores como la textura de la espuma, geometría del poro, gradiente de presión mínimo, etc. Para espuma de gas continuo, los efectos que tiene ésta es únicamente en la reducción de la permeabilidad relativa al gas. A valores mayores de la fracción del gas fluyendo, existe menor espacio poroso que son bloqueados por lamelas estáticas, es decir, mayor movilidad del gas; pues el grado de tortuosidad disminuye.

Para espuma de gas discontinuo, la permeabilidad relativa al gas es reducida debido a la presencia de dicha espuma, esto es ocasionado por la disminución de la fracción del gas fluyendo. Cuando la espuma está en transición de una espuma de gas continuo a una de gas discontinuo, la permeabilidad relativa al gas disminuye considerablemente.

Cuando la espuma causa el entrampamiento de gas a una textura dada en el medio poroso, existe un gradiente de presión mínimo ($\nabla p^{mín}$) debajo del cual el flujo del gas es bloqueado.

Bernard y Holm (1964), hicieron pruebas de laboratorio para determinar los efectos de la espuma en la permeabilidad del medio poroso al gas. Los efectos fueron analizados como una función de la concentración y gasto del agente espumante, permeabilidad absoluta, presión total, gradiente de presión, longitud del sistema poroso, concentración salina de la salmuera y del tiempo. Utilizaron Nitrógeno para medir la permeabilidad absoluta de los núcleos y para la formación de la espuma.

La siguiente figura muestra la reducción de la permeabilidad al gas en función de su saturación. Por ejemplo a una saturación del 50 % de gas, en tres núcleos con las siguientes permeabilidades: 225 [mD] de arena Berea, 3350 [mD] y 146,000 [mD] de arena, la permeabilidad relativa al gas fue de 1.5, 0.3 y 0 [mD], respectivamente; a 80 % de gas, las permeabilidades fueron 6, 1.3 y 0 [mD], respectivamente. De igual forma se demuestra que a mayor permeabilidad del medio, es más favorable a la formación de la espuma fuerte (gas discontinuo).

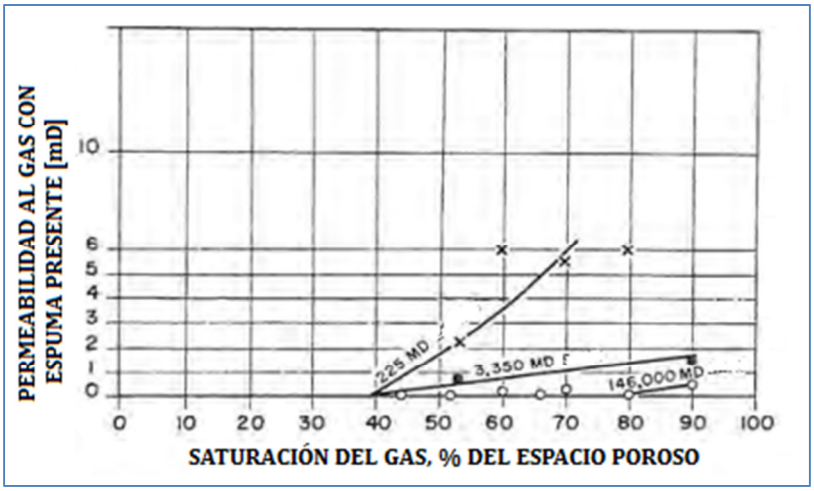


Fig.5. 3 Efectividad de la espuma en la reducción de la permeabilidad al gas (Bernard y Holm, 1964).

Una segunda serie de experimentos fueron desarrollados para obtener el comportamiento de la estabilidad de la espuma. La Fig.5.4 muestra el comportamiento de la espuma respecto al tiempo. La concentración del agente espumante en la solución líquida es de 1 % y se mantuvo una diferencial de presión de 150 [psi] a través del empacamiento de arena. La permeabilidad al gas se mantiene en 1,000 [mD] durante seis días y posterior a este tiempo el banco de espuma colapsa incrementando drásticamente la permeabilidad al gas hasta 70,000 [mD].

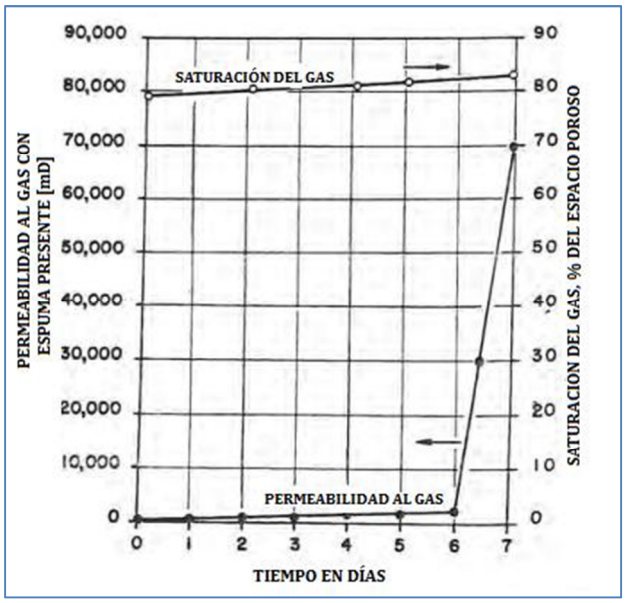


Fig.5. 4 Estabilidad de la espuma en un empacamiento de arena de 125 [D], 30 [ft] de longitud y un gradiente de presión de 5 [psi/ft] (Bernard y Holm, 1964).

Hicieron otra prueba de este tipo con un empacamiento de arena de 4,000 [mD] bajo los mismos parámetros. Contrario a lo anterior, obtuvieron que la destrucción de la espuma fue menos pronunciada. La permeabilidad al gas se incrementó de manera lineal con el tiempo a un valor de 1 [mD/día]. Estos dos experimentos muestran que el banco de espuma no puede ser mantenido por largos periodos de tiempo en estratos de altas permeabilidades. La inyección continua ayuda a contrarrestar a este efecto, otra forma es seleccionar un agente espumante adecuado que ayude en la estabilidad de la espuma.

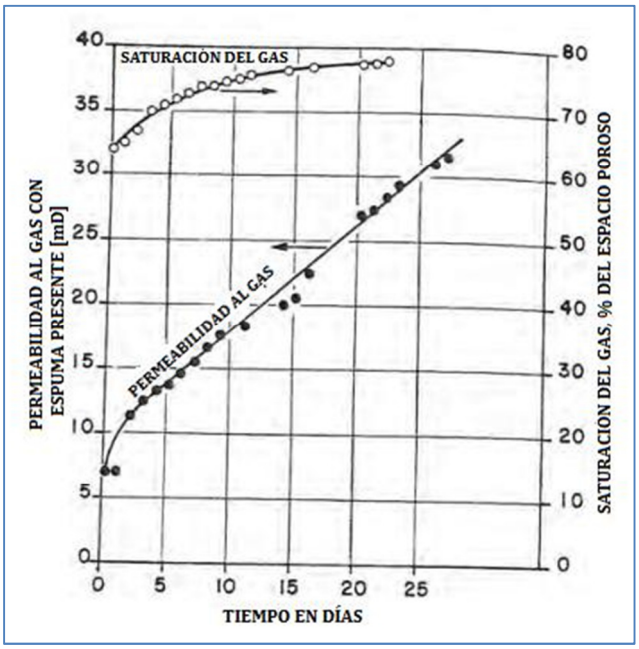


Fig.5. 5 Estabilidad de la espuma en un empacamiento de arena de 4 [D], 30 [ft] de longitud y un gradiente de presión de 5 [psi/ft] (Bernard y Holm, 1964).

En una tercera serie de experimentos, se midió la permeabilidad al gas en un núcleo de arena Berea consolidada (30 [pg] y 110 [mD]) para observar la estabilidad de la espuma. Se mantuvo un gradiente de presión de 4[psi/ft] por nueve días y bloqueó el flujo de gas. Posteriormente, el gradiente se elevó a 20[psi/ft] sin tener un cambio considerable en la permeabilidad a dicho gas, en el último periodo de tiempo se incrementó el gradiente a 40 [psi/ft] y la permeabilidad al gas fue de aproximadamente 7 [mD] por cinco días antes de que incrementara drásticamente hasta 90 [mD]. Se concluye que el gradiente de presión es un parámetro que afecta a la permeabilidad al gas; ya que a valores mayores provoca el movimiento de lamelas estáticas que a gradientes bajos no es capaz de ponerlas en movimiento.

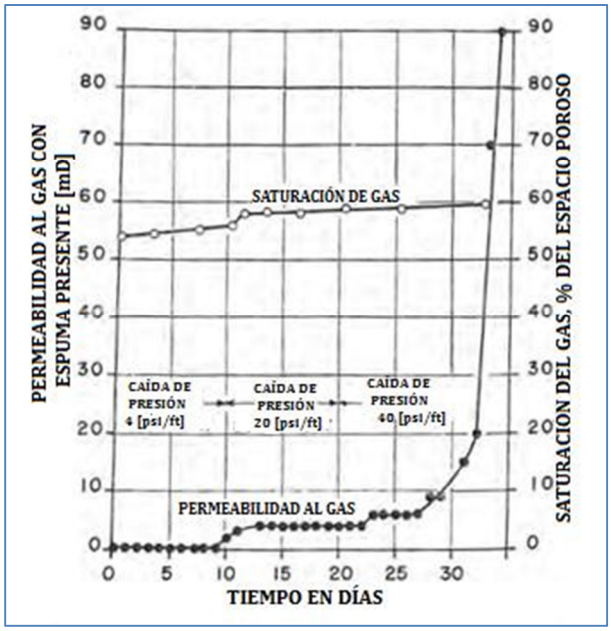


Fig.5. 6 Estabilidad de la espuma en una arena Berea de 110 [mD], 30 [ft] de longitud (Bernard y Holm, 1964).

Bernard y Holm verificaron la relación de la concentración del surfactante con la permeabilidad al gas; pues el surfactante ayuda a estabilizar la película de líquido con el gas, la siguiente figura muestra los resultados obtenidos. Por ejemplo a una saturación del gas del 50 % las tres concentraciones de surfactante (0.01, 0.1 y 1 %) reducen la permeabilidad al gas a menos de 1 [mD]. A valores mayores del 50 % la concentración del surfactante juega un papel importante en la generación de la espuma que bloquea el flujo de gas. A una saturación de gas de 75 %, la permeabilidad a éste incrementó considerablemente con una concentración de surfactante del 0.01% a diferencia de las concentraciones de 0.1 y 1%.

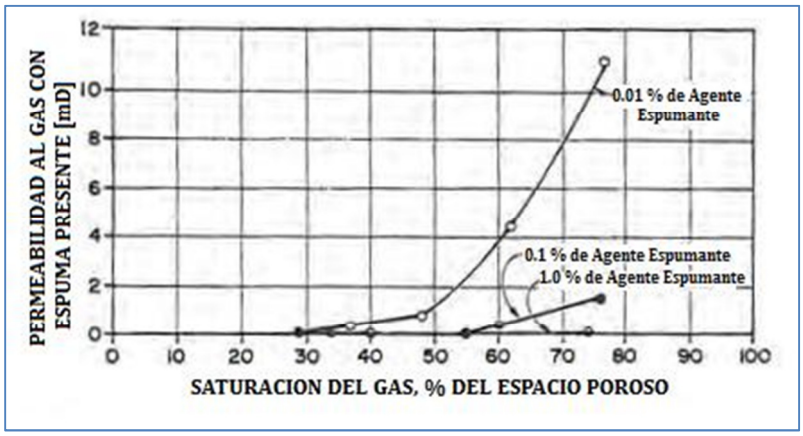


Fig.5. 7 Relación de la permeabilidad al gas con respecto a la concentración del agente espumante; gradiente de presión 20 [psi/ft] (Bernard y Holm, 1964).

Otro de los objetivos de Bernard y Holm fue determinar el efecto que tiene la espuma en la saturación del gas; pues debido a que la espuma afecta considerablemente a la permeabilidad al gas es razonable pensar que también afecta la saturación de éste. La solución de surfactante fue inyectada a varios gastos a un gradiente de presión constante. Se encontró que cuando la espuma estaba presente, la saturación del gas (o líquido) no mostraba cambio alguno en comparación de las pruebas hechas en ausencia de la misma. Sin embargo, a una saturación dada, la permeabilidad al gas en presencia de la espuma fue mucho menor que en ausencia de ésta.

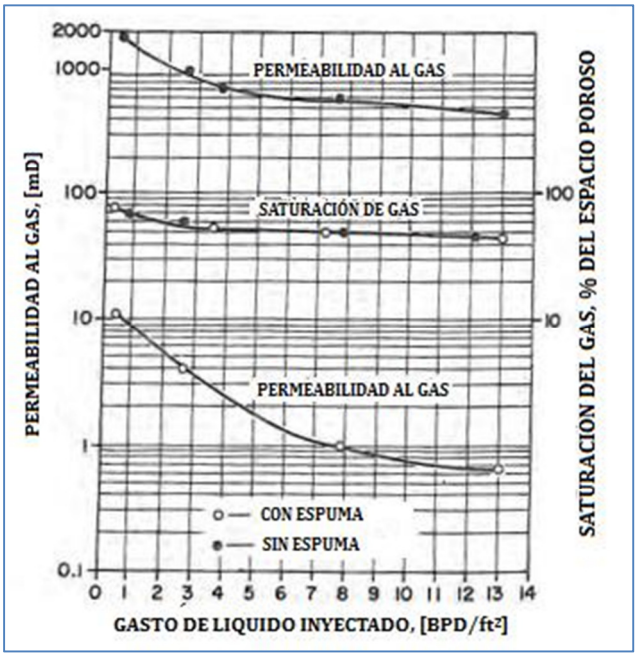


Fig.5. 8 Efecto de la espuma en la saturación de gas o líquido (Bernard y Holm, 1964).

En la última fase de las investigaciones de Bernard y Holm, determinaron la influencia que tiene la presencia del aceite en la permeabilidad al gas con respecto al tiempo (estabilidad). La siguiente figura muestra en forma clara la baja estabilidad que tiene la espuma en presencia de aceite crudo. Este efecto fue revisado en el subtema III.2.2 y se ratifica que la presencia de aceite es un factor que provoca la destrucción de la espuma, por lo cual ocasiona un aumento considerable en la permeabilidad al gas.

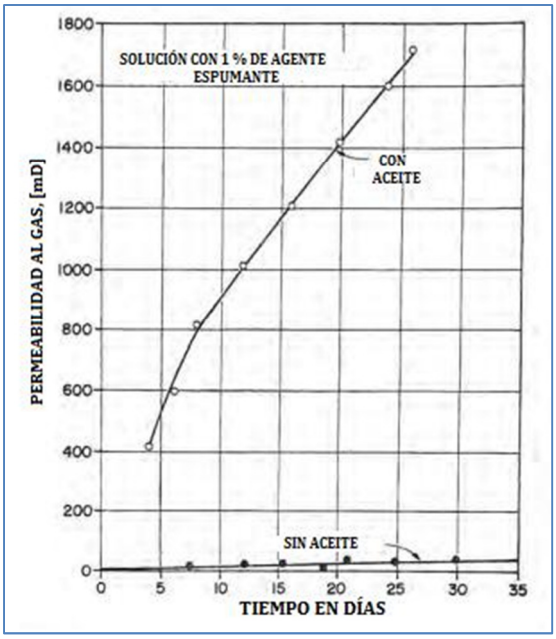


Fig.5. 9 Estabilidad de la espuma en presencia de aceite (Bernard y Holm, 1964).

V.3.3 Saturación de Gas Entrampado

Las espumas de gas discontinuo no pueden ser movilizadas, sólo que la lamela que la bloquea lo haga. En espumas de gas discontinuo y continuo, ésta es una red de burbujas entrampadas en combinación con algunos canales de gas. La fracción de volumen total del gas confinado por lamelas es considerada como espacios inaccesibles a otros fluidos. La presencia de espuma entrampada disminuye el área transversal por el cual el gas puede fluir.

La reducción de la permeabilidad al gas, es función directa de la habilidad de una espuma a atrapar grandes cantidades de gas dentro del medio poroso. Bernard y colaboradores (1965), midieron la saturación del gas entrampado a diferentes concentraciones de agente espumante en cuatro medios porosos con diferentes permeabilidades.

La Fig.5.10 muestra la variación de la saturación de gas entrampado respecto a la concentración de surfactante en dos arenas no consolidadas de 4.7 y 211 [D] y dos núcleos consolidados de 1,000 y 32 [mD]. La saturación de gas entrampado incrementó en todos los casos, pero al aumentar la concentración del agente espumante, la saturación tuvo un incremento más considerable. La mayor cantidad de gas entrampado se presentó en los núcleos con mayor permeabilidad.

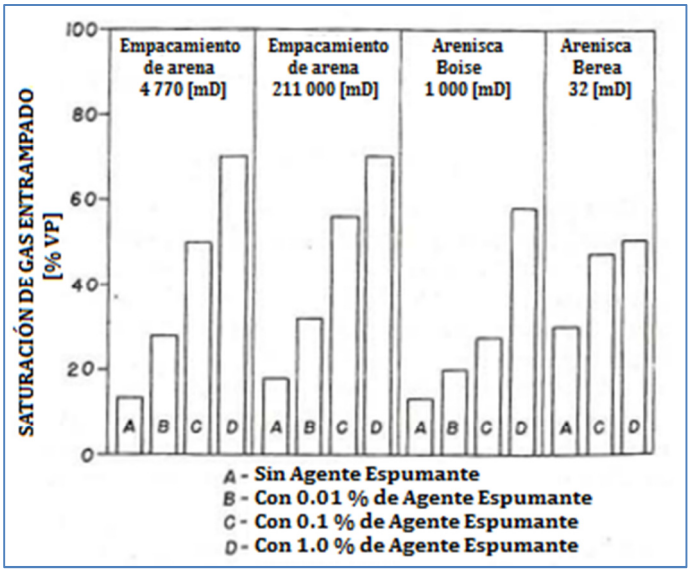


Fig.5. 10 Cambio de la saturación del gas entrampado a diferentes concentraciones de surfactante (Bernard y colaboradores, 1965).

De forma semejante, se determinaron los efectos del aceite en la saturación de gas entrampado en un empacamiento de arena de 4 [D]. Se utilizaron tres surfactantes diferentes (C, F y A), aunque tuvieron comportamiento semejante, concluyeron que la saturación de gas entrampado es mayor en presencia de la espuma, que en ausencia de ella, y es menor en sistemas completos de agua que en aquellos en los que se presenta aceite; reforzando así que el aceite es un agente destructor de espuma.

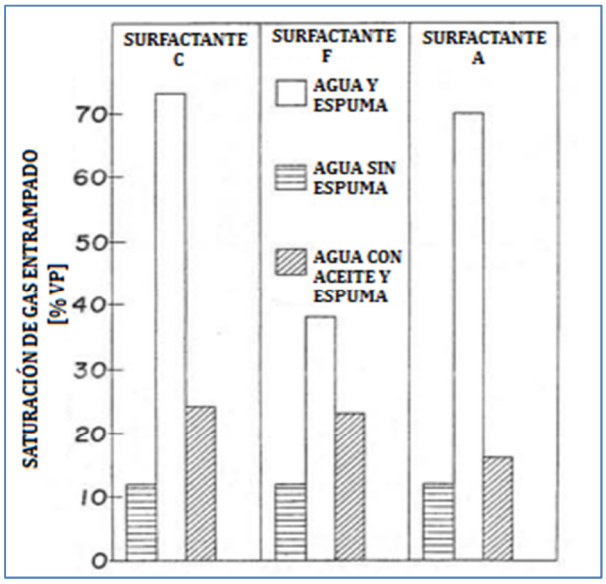


Fig.5. 11 Efecto del aceite en la capacidad de la espuma para entrampar gas (Bernard y colaboradores, 1965).

V.3.4 Viscosidad del Gas en Espumas

Cuando el gas es completamente disperso por las lamelas de la espuma llega a ser atrapado. No sólo la espuma entrampada reduce la permeabilidad relativa al gas, sino que también la resistencia de las lamelas al flujo de gas disminuye su movilidad. Lo anterior puede ser descrito en términos de la viscosidad aparente de dicho gas. La resistencia al flujo incrementa con la cantidad de lamelas presentes en el medio poroso, la cual es una buena medida de la textura. Una textura fina, como lo muestra la siguiente figura, tiene mayor cantidad de lamelas que una textura tosca, y por lo tanto, mayor viscosidad aparente del gas. La textura es definida por la geometría del medio poroso, Marsden y colaboradores (1967) midieron el tamaño promedio de las burbujas de la espumas en empacamientos de arena y encontraron una distribución semejante entre los cuerpos de poro y las burbujas.

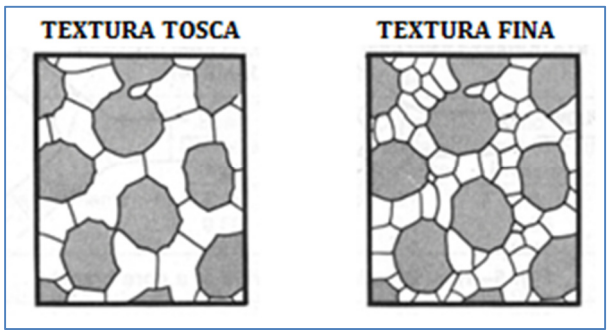


Fig.5. 12 Comparación de una textura tosca y una fina (Falls y colaboradores, 1988).

Para espuma de gas continuo, la viscosidad del gas es tomado como la viscosidad del gas en la espuma. En espumas de gas discontinuo, la viscosidad del gas por sí mismo es insignificante comparado con la resistencia al flujo de las lamelas. La resistencia al flujo de las lamelas repercute en la viscosidad efectiva de la fase gaseosa.

Hirasaki y Lawson (1985) presentaron la teoría de la viscosidad de una espuma en tubos capilares y que Falls y colaboradores (1989) verificaron en pruebas con núcleos. Este modelo considera el arrastre del tren de burbujas separados por baches de líquidos, extrapolando la medida del bache a cero. Para espumas secas, el arrastre en el flujo de burbujas surge de dos fuentes: de la deformación de la forma de la burbuja cuando se mueven a través del tubo, incluso en ausencia del surfactante, y del gradiente de tensión superficial causado por el arrastre de las moléculas de surfactante después de que pasan del frente de las burbujas a la parte trasera de ellas (revisar subtema III.2.4).

V.4 FACTOR DE REDUCCIÓN DE MOVILIDAD

Durante los capítulos anteriores se ha hablado del control de movilidad de la espuma, pero ¿cómo se puede medir?. Una forma de medir la efectividad de una espuma en el control de movilidad del gas es a través del Factor de Reducción de Movilidad (FRM). Saga y colaboradores (1996) determinaron la efectividad de la espuma en núcleos del campo Snorre del Mar del Norte en procesos de bloqueó y control de movilidad del gas como una función de la concentración del surfactante, calidad de espuma, etc., ellos proponen la siguiente ecuación para determinar el FRM.

$$FRM = \frac{\mu_{ap}(con\ espuma)}{\mu_{ap}(gas\ antes\ de\ espuma)} = k_{rg}^{\sin espuma}\frac{\mu_{ap}}{\mu_g} \tag{5.4}$$

Donde: μ_{ap}: viscosidad aparente del gas en presencia de espuma

μ_g: viscosidad del gas antes de estar en contacto con surfactante

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

$$\mu_{ap} = \frac{k\ A\ \Delta p}{q_g\ L} \tag{5.5}$$

Donde: k: permeabilidad absoluta del medio poroso

$\Delta p/$L: gradiente de presión

A: área de la sección transversal

q_g: gasto de gas

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

$$\mu_{ap} = \frac{d^2\ \ \Delta p}{12\ u\ L_f} \tag{5.6}$$

Donde: d : apertura de la fractura

$\Delta p/L_f$: gradiente de presión en la fractura

u: velocidad de flujo

Si una espuma con un FRM mayor de 300-500 es generada mediante un proceso SAG, puede incrementar la recuperación de aceite original del 6-9 % con el proceso WAG. En los modelados de la inyección de espuma en pozos productores, indican que una espuma con FRM de1,000 ocasiona un incremento considerable en la presión de fondo cerca de la región de inyección. Debido a los niveles de adsorción de la roca, los efectos de bloqueo de una espuma es función de la cantidad de surfactante inyectado.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES:

La espuma muestra un gran potencial como auxiliar en los procesos de inyección convencional de gas debido a que incrementa su viscosidad considerablemente. Se dan a conocer los resultados de los trabajos de Bernard y colaboradores en donde muestra la eficiencia de la espuma en el control de movilidad del gas.

Las referencias de las aplicaciones de campo comprueban la solución de los problemas de la inyección de gas, así como la factibilidad de la inyección de espumas. De forma semejante, se dan a conocer los factores de recuperación adicional de aceite.

En las aplicaciones de campo, se debe tomar en consideración los efectos destructivos de la espuma como el tipo de mojabilidad y la saturación de aceite; ya que la presencia de este último en grandes cantidades ocasiona que las lamelas de la espuma se degraden hasta colapsar.

Una forma sencilla de determinar el comportamiento del flujo de espumas en un medio poroso homogéneo, es mediante el uso de la teoría de flujo fraccional, aun con muchas suposiciones representa de forma consistente su comportamiento.

En los experimentos de flujo de espumas en medio poroso, se observa que en fracturas la espuma tiene mayor efecto en el entrampamiento de gas que en medios porosos homogéneos, pero son menos estables. Esto se debe tomar en consideración cuando la inyección de espumas sea en YNF.

RECOMENDACIONES:

Debido a que el trabajo es una recopilación de información publicada en artículos científicos, deben consultarse las fuentes de información, si se desea un conocimiento más amplio de cualquiera de los temas presentados. La validez de los artículos, es confiable, pues posee carácter científico.

El presente trabajo es pionero sobre el conocimiento básico de la inyección de espumas en México, por lo que no contempla temas como la simulación numérica y la valoración económica, aunque esta última no tiene efectos críticos, dichas limitaciones pueden ser tomadas en cuenta para futuros trabajos como extensiones del mismo.

La bibliografía consultada es una muestra representativa de varias decenas de publicaciones, aun así la información presentada puede diferir de otros trabajos, por lo cual es conveniente hacer pruebas de laboratorio bajos las condiciones en la cual la espuma será utilizada.

El uso de CO2 como gas, y el agua de mar para la formación de espumas, pueden ocasionar severos problemas de corrosión, por lo que debemos considerar el uso de inhibidores cuando sea el caso.

El núcleo usado en las pruebas de laboratorio debe ser representativo del medio poroso en el que la espuma será utilizada, esto ayudará a disminuir los problemas de escalamiento del laboratorio al campo.

Aunque el uso de la teoría de flujo fracción representa objetivamente el flujo de espumas en el medio poroso, existe la carencia de información cuando comparten espacio con el aceite, por ello se deja abierta la posibilidad de desarrollar nuevos modelos experimentales y analíticos que puedan predecir su comportamiento.

La experiencia de la inyección de espuma en México es aún limitada, por lo que las pruebas piloto en campo ayudarán a corroborar las técnicas utilizadas en aplicaciones Internacionales; ya que las condiciones de aplicación pueden cambiar.

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

CAPÍTULO I

I.1. Lake, Larry, ***"Enhanced Oil Recovery"***, Prentice Hall, 1989.

I.2. * Green, Don W. y Willhite, G. Paul, ***"Enhanced Oil Recovery"***, Richardson, Texas, 1998.

I.3. * http://ior.senergyltd.com/acronyms.htm

I.4. * http://www.glossary.oilfield.slb.com/

I.5. 13th European Symposium on Improved Oil Recovery, ***"IOR and EOR- Changes for increasing oil production and recoveries in existing, mature reservoirs"***, University of Zagreb, Faculty of Mining, Budapest, Hungría.

I.6. * Sánchez, Ramírez Obed, Tesis de Licenciatura, ***"Recuperación Mejorada de Hidrocarburos Mediante Desplazamiento Miscible con CO2 en Yacimientos Naturalmente Fracturados"***, Facultad de Ingeniería, UNAM, Octubre 2009.

I.7. * Matías, Lorenzo Cipriano, Retana, Pérez Aarón y Villegas, Capistrán Cesar, Trabajo de Investigación, ***"Recuperación Microbiana"***, Facultad de Ingeniería, UNAM. 2009.

I.8. * Pérez, García Tomás, Apuntes de Recuperación Secundaria y Mejorada de Hidrocarburos, Facultad de Ingeniería, UNAM.

I.9. * Gachuz, Muro Heron, Apuntes de Administración Integral de Yacimientos, Facultad de Ingeniería, UNAM.

I.10. * Kari, Vikingstad Anne, ***"Static and Dynamic Studies of Foam and Foam-Oil Interactions"***, Universidad de Bergen, Tesis de Doctorado, 2006.

I.11. * Chun Shen, ***"Experimental and simulation Study of Foam in Porous Media"***, Universidad de Texas, Tesis Doctoral,2006.

I.12. Anderson, G. W., Harrison, T. F. y Hutchinson, S. O., ***"The Use of Stable Foam Circulation Fluids"***, The Drilling Contractor, Mayo-Junio, pp. 44-47, 1966.

I.13. * Godwin, Azunda Okpobiri y Chi, U. Ikoku, ***"Experimental Determination of Solids Friction Factors and Minimum Volumetric Requirements in Foam and Mist Drilling and Well Cleanout Operation"***, Universidad de Tulsa, Oklahoma, pp.1-3, 1982.

I.14. * Zhu Chen, ***"Study of Cutting Transport with Foam under Elevated Pressure and Elevated Temperature Conditions"***, Universidad de Tulsa, Drilling Research Projects, 2005.

I.15. * Mingqin Duan, ***"Study of Cuttings Transport Using Foam with Drill Pipe Rotation under Simulated Downhole Conditions"***, Universidad de Tulsa, Drilling Research Projects, 2005.

I.16. * http://www.totalwellhead.com/foam.htm

I.17. * Rossen, W. R. y Wang, M.W., ***"Modeling Foam for Acid Diversion"***, SPE Journal, 56396-PA, 1999.

I.18. * http://oilandgasdrilling.blogspot.com/2010_05_01_archive.html: Oil Gas Drilling Technology Update.

A. * Kumar, A. Dutt, S. Singh, S. S. Sikarwar, ***"Prospects of Foam Stimulation in Oil and Gas Well of India"***, SPE 132268-MS, 2010.

I.19. * Hirasaki, G. J., Miller, C. A., Szafranski R., Lawson, J. B. y N. Akiya, ***"Surfactant/Foam Process for Aquifer Remediation"***, SPE 37257, 1997

I.20. * Hirasaki, G. J., Miller, C. A., Szafranski R., Lawson, J. B., D. Tanzil, H. meinardus, M. Jin, Londergan, J. T., Jackson, R. E., ***"Field Demonstration of the Surfactant/Foam process for Aquifer Remediation"***, SPE 39292, 1997.

I.21. * Manrique, J. Romero, ***"Estatus de la Recuperación Mejorada de Petróleo"***, Tiorco Company, The Science of Enhanced Oil Recovery, Marzo 2010.

I.22. Yan Dong, ***"Experimental Study of CO2 Foam in Porous Media and Application of Fractional-Flow Method to Foam Flow"***, Universidad de Texas, Tesis de Maestría, Agosto 2001.

CAPÍTULO II

II.1. Bikerman, J. J. ***"Foams"***, New York, 1973.

II.2. Schramm, L. L. ***"Foams: Fundamentals and Applications in de Petroleum Industry"***, Washington, 1994.

II.3. *Latil, Marcel, Bardon, Charles, Burger, Jacques y Sourieau Pierre, ***"Enhanced Oil Recovery"***, Instituto Francés del Petróleo, pp. 210-112, 1980.

II.4. Falls y Colaboradores (1996).

II.5. Weaire, D. y Hutzler, S., ***"The Physics of Foams"***, Oxford University Press, 1999.

II.6. *Kovscek, A. R. y Radke, C. J., ***"Fundamentals of Foam Transport in Porous Media"***, American Chemistry Society, Washington D. C, pp. 115-164, 1994.

II.7. Derjaguin y colaboradores (1963).

II.8. Blauer, R. E., Mitchell, B. J. y Kohlhaas, C. A.: ***"Determination of Laminar, Turbulent and Transitional Foam Flow Losses in Pipe"***, SPE 4885 (1974).

II.9. Patton, J. T., Holbrook, S. T. y Hsu, W., ***"Rheology of Mobility-Control Foam"***, SPE Journal, pp.456-460 (1983).

II.10. King,, G. E.: ***"Foam and Nitrified Fluid Treatments: Stimulation Techniques"***, SPE 14477 (1985).

II.11. Reidenbach, V. G., Harris, P. C., Lee, Y. N., y Lord, D. L.: ***"Rheological Study of Foam Fracturing Fluids Using Nitrogen and Carbon Dioxide"*** SPE Production Engineering, pp 31-41 (1986).

II.12. *Rossen, R. William, ***"Foams in Enhanced oil recovery"***, editado en Schramm, L. L. "Foams: Fundamentals and Applications in de Petroleum Industry", 1994.

II.13. *Dholkawala, Z. F., Sarma, H. K., Kam, S. I., ***"Application of Fractional Flow Theory to Foams in Porous Media"***, Journal of Petroleum Science and Engineering 57, pp.152-165, 2007.

II.14. Fall, A. H, Lawson, J. B. y Hirasaki, G. J., J. Petroleum Technology 40:95, 1988.

II.15. Tanzil, D., Hirasaki, G. J. y Miller, C. A., ***"Conditions for Foam Generation in Homogeneous Porous Media"***, SPE 75176, 2002.

II.16. Singh, G., Hirasaki, G. J. y Miller, C. A.,***"Dynamic of Foam Film in Constricted Pores"***, AIChE Journal, Vol. 43, No.12, pp. 3241-3252, 1997.

II.17. *Tanzil, D., ***"Foam Generation and Propagation in Heterogeneous Porous Media"***,Tesis de Doctorado, 2001.

II.18. *Rossen, W. R. y Zhou, Z. H., ***"Modeling Foam Mobility in Porous Media"***, SPE 22627, 1995.

II.19. *Nólides, Guzmán Mariana, ***"Foam Flow in Gas-Liquid Cylindrical Cyclone (GLCC) Compact Separator"***, Tesis de Doctorado, Universidad de Tulsa, 2005.

II.20. *Wei Yan, ***"Foam for Mobility Control in Alkaline/ Surfactant Enhanced Oil Recovery Process"***, Tesis de Doctorado, Houston, Texas, 2006.

II.21. * Raza, S. H., ***"Foam in Porous Media: Characteristics and Potential Applications"***, SPE J., pp. 328-336, 1970.

II.22. Lee, H. O., Heller, J. P. y Hoeffer, A. M. W., ***"Changes in apparent Viscosity of CO2-foam with Rock Permeability"***, SPE 20194 presentado en Tulsa, 1990.

II.23. Treiner, R. J., Bringham, W. E. y Castainer, L. M., ***"Apparent Viscosity Measurements of Surfactant Foam in Porous Media"***, DOE/SF/11564-13, Bertlesville, 1985.

II.24. Bernard, G. G. y Holm, L. W., ***"Effect of Foam on Permeability of Porous Media to Gas"***, SPEJ, pp. 267-274, Septiembre 1961.

II.25. Llave, F. M. y Olsen, D. K., ***"Use of Mixed Surfactant to Generate Foam for Mobility Control in Chemical Flooding"***, SPE/DOE 20223, Tulsa, 1990.

CAPÍTULO III

III.1. *Rossen, R. William, ***"Foams in Enhanced Oil Recovery"***, editado en Schramm, L. L. "Foams: Fundamentals and Applications in de Petroleum Industry", 1994.

III.2. *Wei Yan, ***"Foam for Mobility Control in Alkaline/ Surfactent Enhanced Oil Recovery Process"***, Tesis de Doctorado, Houston, Texas, 2006.

III.3. *Wasan, D. T., Koczo, K. and A.D. Nikolov, ***"Foam: Fundamentals Applications in the Petroleum Industry"***, L. L. Schramn (ed.), Advanced in Chemistry, Ser. 242, pp. 47-114, Washington, 1994.

III.4. Schramm, L L., Turta, A. T, Novosad, J.J: ***"Microvisual and Coreflood Studies of Foam Interactions with a Light Crude Oil"***, SPE 20197, 1990.

III.5. *Hirasaki, G. J., Lawson, J. B., ***"Mechanisms of Foam Flow in Porous Media: Apparent viscosity in Smooth Capillaries"***, SPE Journal 25, pp. 176-190, 1985.

III.6. Khatib, Z. I., Hirasaki, G. J., Musters, J. J. y Ratulowski, J.: ***"Effects of Capillary Pressure on Coalescence and Phase Mobilities in Foam Flowing Through Porous Media"***, SPE Reser. Eng., pp. 919-926, 1988.

III.7. Casteel, J. F. y Djabbarah, N. F., ***"Sweep Improvement in CO2 Flooding by Use of Foaming Agents"***, SPE Reser. Eng., pp 1186-1192, 1988.

III.8. Siddiqui, S., Talabani, S. sleh, S. T. y Islam, S. R., ***"A Laboratory Investigation of Foam Flow in Low Permeability Berea Sandstone Core"***, SPE 37416, 1997.

III.9. Buckley, S. E., Leverett, M. C., ***"Mechanism of Fluid Displacement in Sands"***, AIME 146, pp. 107-116, 1941.

III.10. Rossen, W. R., Zeilinger, S. C., Shi, J. X., Lim, M. T., ***"Simplified Mechanistic Simulation of Foam Processes in Porous Media"***, SPE Journal 4, pp. 279-287, 1999.

III.11. *Dholkawala, Z. F., Sarma, H. K., Kam, S. I., ***"Application of Fractional Flow Theory to Foams in Porous Media",*** Journal of Petroleum Science and Engineering 57, pp.152-165, 2007

III.12. Kam, S. I. y Rossen, W. R., ***"A Model for Foam Generation in Homogeneous Porous Media"***, SPE J. 8, pp. 417-425, 2006.

III.13. Bernard, G. G., Holm, L. W. and Jacobs, W. L., ***"Effects of Foam on Trapped Gas Saturation and on Permeability of Porous Media to Water"***, SPE J. Pp. 295-300, 1965.

III.14. * Raza, S. H., ***"Foam in Porous Media: Characteristics and Potential Applications"***, SPE J., pp. 328-336, 1970.

III.15. Heller, J. P., Cheng, L. L. y Murty, S. K., ***"Foam Like Dispersions for Mobility Control in CO2 Flood"***, SPE J., pp. 603-13, 1985.

III.16. Fall, A. H., Musters, J. J. y Rawtulowski, J., ***"The Apparent Viscosity of Foam in Homogeneous Bead Packs"***, SPE R. E. 4:5, 1989.

III.17. *Gauglitz, P. A., Friedman, F., Kam, S. I. y Rossen, W. R., ***"Foam generation in Homogeneous Porous Media"***, Chemical Engineering Science 57, pp. 4037-4052, 2002.

III.18. *Wei Yan, Clarence, A. Miller y Hirasaki, George J., ***"Foam sweep in fractures for enhanced oil recovery"***, Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng., pp. 348-359, 2006.

III.19. Princes, H. M., ***"Rheology of Foam and Highly Concentrated Emulsions, I. Elastic Properties and Yield Stress of a Cylindrical Model System"***, J. Colloids Interf. Sci. 91 (1), pp. 160-175, 1983.

III.20. Krieger, I. M., ***"Rheology of Monodisperse Lattices"***, Advances Colloid Interf. Sci. 3, pp. 111-136, 1972.

III.21. Mooney, M. J., ***"The Viscosity of a Concentrated Suspensions of Spherical Particles"***, J. colloid Sci. 6, pp. 162-170, 1951.

III.22. Pal, R., ***"Rheology of Polymer- Thickened Emulsions",*** J. Rheol. 36 (7), 1992.

III.23. *Sanchez, J. M. y Hazlett, R. D., ***"Foam Flow Through an Oil-Wet Porous Medium: A Laboratory Study"***, SPE 19687-PA, 1992.

III.24. *Suffridge, F. E., Raterman, K. T. y Russell, G. C., ***"Foam Performance Under Reservoir Conditions"***, SPE 19691, Texas, 1969.

III.25. *Rossen, W. R. y Zhou, Z. H. ***"Modeling Foam Mobility in Porous Media"***, SPE 22627, 1995.

III.26. *Kristiansen , T. S. y Holt, Torleif, ***"Properties of Flowing Foam in Porous Media Containing Oil"***, SPE/DOE 24182, Oklahoma, 1992.ndo

III.27. *Kovscek, A. R. y Radke, C. J., ***"Fundamentals of Foam Transport in Porous Media"***, Universidad de California, Berkeley, Octubre 1993.

III.28. *Latil, Marcel, Bardon, Charles, Burger, Jacques y Sourieau Pierre, ***"Enhanced Oil Recovery"***, Instituto Francés del Petróleo, pp. 210-112, 1980.

III.29. *Green, Don W., Paul G. Willhite, ***"Enhanced Oil Recovery"***, Richardson, Texas, pp. 161-168, 1998.

CAPÍTULO IV

IV.1. *Shan, D. y Rossen, W. R., ***"Optimal Injection strategies for Foam IOR"***, SPE 75180, Oklahoma, 2002.

IV.2. *Turta, A. T. y Singhal, A. K., ***"Field Foam Applications in Enhanced Oil Recovery Projects: Screening and Design Aspects"***, SPE 48895, Petroleum Recovery Institute (PRI)/Alberta Research Council (ARC), 1998.

IV.3. *Wong, F. Y., Fong, D. K., McIntyre, F. J., Kuehne, D. L., ***"Design and Field Trial Application of Foam in Production Well to Improve Conformance"***, SPE/PETSOC 970201, 1997.

IV.4. *Rossen, R. William, ***"Foams in Enhanced oil recovery"***, editado en Schramm, L. L. "Foams: Fundamentals and Applications in de Petroleum Industry", 1994.

IV.5. Tortopidis, S. y Shallcross, D. C., ***"Carbon Dioxide Foam Flood Studies Under Australian Reservoir Conditions",*** SPE 28811, Melbourne, Australia, Noviembre 1994.

IV.6. *Raza, S. H., ***"Foam in Porous Media: Characteristics and Potential Applications"***, SPE J., pp. 328-336, 1970.

IV.7. Chou, S. I., ***"Conditions for Generating Foam in Porous Media"***, SPE 22628, Dalas Texas, Octubre 1991.

IV.8. Sánchez, M. J. y Schechter, R. S., ***"Surfactant Effects on the Two-Phase Flow of Steam-Water and Nitrogen-Water Through Permeable Media"***, JPSE, No. 3, pp 185-199, 1989.

IV.9. *Eason, R. L. y Cook, R. W.,***"A Comprehensive Analysis of Steam Foam Diverters and Application Methods"***, SPE 10785, Abril 1989.

IV.10. *Donald, L. Kuehne, Deborah, I. Ehman, Alan, S. Emmanuel y Charles, F. Magnanl, ***"Design and Evaluation of a Nitrogen- Foam Field Trial"***, SPE 17381, 1990.

IV.11. *Casteel, J. F. y Djabbarah, N. F., ***"Sweep Improvement in CO2 Flooding by Use of foaming Agents"***, SPE 14392, 1988.

IV.12. *Stevens, J. E., Harpole, K. J., Zornes, D. R. y Martin, F. D.***," CO2 Foam Field Verification Pilot Test at EVGSAU: Phase II-Foam Injection Design and Operating Plan"**, SPE 24642, 1992.

CAPÍTULO V

V.1. * Green, Don W. y Willhite, G. Paul, ***"Enhanced Oil Recovery"***, Richardson, Texas, 1998.

V.2. * Kovscek, A. R. y Radke, C. J., ***"Fundamentals of Foam Transport in Porous Media"***, Universidad de California, Berkeley, Octubre 1993.

V.3. Apaydin, O. G. y Kovscek, A. R., ***"Transient Foam Flow in Homogeneous Porous Media: Surfactant Concentration and Capillary End Effects"***, SPE 59286, Abril 2000.

V.4. * Saga, I. S., Vassenden, F. y Mannherdt, K., ***"Laboratory Studies for Design of a Foam Pilot in the Snorre Field"***, SPE/DOE 35400, Abril 1996.

V.5. * Dalland, Mariann y Hanssen, Jan Erik, ***"Foam Application in North Sea Reservoirs, II: Efficient Selection of Products for Field Use"***, SPE/DOE 35375, 1996.

V.6. * Bernard, G. G., Holm, L. W. and Jacobs, W. L., ***"Effects of Foam on Trapped Gas Saturation and on Permeability of Porous Media to Water"***, SPE J, pp. 295-300, 1965.

V.7. * Bernard, G. G. y Holm, L. W., ***"Effect of Foam on Permeability of Porous Media to Gas"***, SPEJ, pp. 265-274, 1964.

V.8. * Falls, A. H., Hirasaki, G. J., Patzek, T. W., Gauglitz, D. A., Miller, D. D. y Ratulowski, T., ***"Development of a Mechanistic Foam Simulator: The Population Balance and Generation by Snap-Off"***, SPE 14961-PA, 1988.

V.9. * Liang Cheng,,***"Modeling and Simulation Studies of Foam Processes in Improved Oil recovery and Acid-Diversions"***, Tesis Doctoral, Universidad de Texas, 2002.

V.10. * Friedman, Francois, Chen, W. H. y Gauglitz, P. A.,***"Experimental and Simulation Study of High-Temperature Foam Displacement in Porous Media"***, SPE 17357-PA, 1991.

V.11. Nguyen, Quoc P., "Dynamics of Foam Porous Media",2004.

V.12. * Zhen Li, ***"Experimental Study and Modeling of Gas Trapping in Foam Flow in Porous Media Using a Gas Tracer Technique"***, Tesis Doctoral, Universidad de Texas, 2008

V.13. Marsden, S. S., Earling, J. J. P. y Albrecht, R. A., ***"Use of Foam in petroleum Operations"***, Séptimo Congreso Petrolero, Ciudad de México, 1967.

V.14. * Hirasaki, G. J., Lawson, J. B., ***"Mechanisms of Foam Flow in Porous Media: Apparent viscosity in Smooth Capillaries"***, SPE Journal 25, pp. 176-190, 1985.

V.15. Falls, A. H., Musters, J. J. y Ratulowski J., ***"The Apparent Viscosity of Foam in Homogeneous Bead Packs"***, SPERE 4, No. 2, pp. 155-168, Mayo de 1989.

NOTA:

* Bibliografía Consultada.