



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

FLUJO DE ESPUMAS EN UN SISTEMA FRACTURADO
PARA CONTROL DE CANALIZACIÓN EN UN
YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

ÁLVARO ENRIQUE SÁNCHEZ BURGOS

DIRECTORA DE LA TESIS

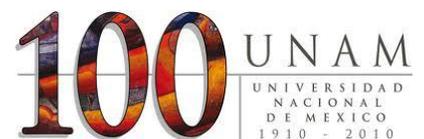
DRA. ROCÍO GUADALUPE DE LA TORRE SÁNCHEZ

DIRECTOR ADJUNTO

DR. ERICK EMANUEL LUNA ROJERO



MÉXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA 2011



Te amo, oh Jehová, fortaleza mía. Jehová, roca mía y castillo mío, y mi libertador; Dios mío, fortaleza mía, en él confiaré; Mi escudo, y la fuerza de mi salvación, mi alto refugio. Salmos 18:1-2

Bendeciré a Jehová que me aconseja; Aun en las noches me enseña mi conciencia.

A Jehová he puesto siempre delante de mí; Porque está a mi diestra, no seré conmovido. Se alegró por tanto mi corazón y se gozó mi alma. Me mostrarás la senda de la vida; En tu presencia hay plenitud de gozo; Delicias a tu diestra para siempre. Salmos 16: 7-9,11

Porque yo sé muy bien los planes que tengo para ustedes -afirma el Señor- planes de bienestar y no de calamidad, a fin de darles un futuro y una esperanza.

Jeremías 29:11

Mira que te mando que te esfuerces y seas valiente; no temas ni desmayes, porque Jehová tu Dios estará contigo en dondequiera que vayas. Josué 1:9

Tolo lo puedo en Cristo que me fortalece. Filipenses 4:13

AGRADECIMIENTOS

A DIOS:

Abba Padre gracias porque hasta aquí me has ayudado, has sido mi escudo y mi fortaleza. Tu gracia ha sido abundante en mí, como también la fe y amor que hay en tu hijo Jesús. Gracias porque has tenido el control absoluto de mi vida, hasta hoy has cumplido cada una de tus promesas y tus buenos pensamientos se han hecho realidad. Gracias Señor Jesús por ser mi fiel amigo, por darme tu salvación y porque tu Espíritu Santo no se ha apartado de mí ni un solo momento. Continúa haciendo tu obra y perfecciónala, pon en mí los sueños y deseos idóneos para que cumpla tu propósito para mi vida. Esta tesis es para tu honra y gloria. ¡Te amo!

A mis Papás:

Enrique Sánchez Jiménez y María Elena Burgos Díaz, ¡lo logramos! Gracias porque su amor, consejo y apoyo siempre han estado incondicionalmente. Esta tesis es tan solo el resumen de muchos años de esfuerzo, lucha y sacrificio de su parte. Gracias porque Dios les dio la fortaleza y paciencia para ayudarme a concluir mi carrera, ser Ingeniero es una herencia invaluable. Ahora comienza una etapa en la que quiero honrar y recompensarles por todo lo que han hecho por mí. Dios les bendiga siempre. ¡Los amo con todo mi corazón!

A mi Hermano:

Ro eres un regalo hermoso que Dios me dio. Gracias por tu cariño y apoyo, he aprendido muchas cosas a través de ti y espero que sea recíproco. Este logro lo comparto contigo y deseo que sea ejemplo para tu vida. No dejes de confiar en Dios un solo momento, El tiene algo perfectamente diseñado para ti, no te apartes de Él nunca. Te amo mucho hermano y cuenta siempre conmigo.

A mis Abuelitos:

Álvaro Burgos Cabrera[†], “Papa Lelitos” gracias por tu inmenso amor y el ejemplo de hombre trabajador. Benita Díaz García[†], “Mama Beni” gracias por tu fortaleza y tu espíritu de lucha, ahora “estaré del otro lado del escritorio” como solías decirme. Enrique Sánchez Laguna[†], “Papa abue”, gracias por tu alegría, tu cariño y caballerosidad incomparables. Gracias por los valores tan fuertes que inculcaron en mí. Los extraño mucho.

Margarita Jiménez Razo, “Mamago”, gracias porque desde pequeño me instruiste en la palabra de Dios y sembraste semillas en mí que han dado fruto. Gracias por el amor y cariño que siempre me has dado. Tienes la bendición de ver este sueño cumplido en representación de mis abuelitos.

A mi Novia:

Keren, pequeña hermosa, le doy muchísimas gracias a Dios porque te ha puesto en mi vida. Gracias por todo tu apoyo, desde el primer día que estamos juntos me has demostrado tu amor y me has acompañado para cumplir este sueño. No tengo duda que eres la mujer idónea para mí y puedo afirmar que eres mi “Ezer Kenegdó”. Se vienen muchas cosas en nuestra vida y me emociona el hecho de que las viviré a tu lado. ¡Te amo muchísimo!

A mis Tíos:

Gabriel Sánchez Jiménez y Rosa Lilia Pérez Vidal, mis segundos papás, gracias por todo su apoyo, se que este logro los llena de emoción y felicidad. Gracias por el esfuerzo, sacrificio y amor que me han brindado para que pudiera llegar hasta este momento. Los amo mucho.

David Sánchez Jiménez, gracias tío porque has sido también mi amigo. Gracias por todos los detalles de amor que has tenido para mí. También te agradezco la herencia que me has dado, tu alegría sin igual y la pasión por el Fútbol Americano.

A mis Primos.

Lili, Gibis y David, mis hermanitos, los amo mucho, son una bendición muy grande que Dios me ha dado. Deseo que este logro sea ejemplo para ustedes y que sigan cumpliendo los sueños y propósitos que Dios les ha dado. Cuentan conmigo.

A toda mi Familia.

Primas Saraí y Susy, ustedes son muy especiales para mí y han estado conmigo toda mi vida, las amo mucho. Gracias Familia Amezcua, Familia Rivera, Familia García, Familia Díaz Santillán, Familia Becerra Galván, Familia Gómez, Familia Piña Sterling y Familia Galetto. Gracias a todos, han sido de mucha bendición en mi vida.

A Maribel Tec, gracias por tu vida, eres una tremenda bendición para mí y un ejemplo de esfuerzo y valentía. Gracias por todo tu cariño, apoyo y cobertura espiritual.

A mis Amigos:

Jonatán, Francine, Arlyn, Luis (Shaq) e Isaí. Ustedes han estado conmigo desde la infancia, son muy especiales en mi vida, gracias por su amistad especial.

Amílcar, Gustavo, Federico (Wallace), Día, Roberto (Chamín), vivimos muchas cosas en tan pocos pero intensos años, siempre serán muy importantes para mí. Esta tesis va con una dedicación muy especial para ustedes.

Vane, Diana, Lucía, Ximena, Olga y Marce. Que mujeres tan especiales en mi vida. He vivido varias cosas con ustedes en distintas circunstancias, agradezco su amistad y cariño. ¡Las quiero mucho!

Luis Castillo, Guillermo Castañeda, Celia Reyes, Alberto Jiménez (Negro), gracias por su amistad, me han enseñado muchas cosas sobre otra de mis pasiones, el buceo. Los admiro y cuentan siempre con mi amistad. Pamela y Gabo, también va para ustedes el agradecimiento. A todos los que forman parte de SCUBA REEF, gracias.

A mis compañeros de la Facultad de Ingeniería: Consuelo, Oscar Salinas (Chino), Armando (Chango), Víctor (Gato), Luis Delgado, André, Anita Cortés, Mau Pérez-Vera, Bere, Carlos Sandoval, Cyntia, Uriel Ávila, Javi, Jaime, Susy, Arturo Jardón, José Alfredo, Jazmín, Brisa y muchos más. Gracias por su amistad y por haber compartido muchas cosas conmigo, les deseo éxito, no solo en su vida profesional, sino en todos los aspectos.

A mis pastores:

Arturo y Susy Gómez, “Goma” y Gaby. Ha sido poco tiempo el que los conozco pero muchísimas las bendiciones que he recibido de ustedes, gracias por su ministerio y por estar pendientes de mi vida.

A toda mi familia de Oasis, he encontrado personas maravillosas, gracias por su vida, amor y amistad. Karina, Paulina, Erik Bravo, David y Niza, Dany Herrera, Yol, Rolando y Margarita, Damián y Lulú, Amado y Rebe, Dany y Becky, a todos los líderes, a los pequeños de Club Amigos del Reino, a los chavos de Otro Nivel, 300 y Emprendedores, gracias.

A mis sinodales:

Dra. Rocío G. De la Torre Sánchez, gracias por todo su apoyo, por darme los medios necesarios para poder realizar esta tesis. Gracias por la confianza que depositó en mí y por brindarme su amistad. Que Dios la bendiga mucho.

Dr. Erik E. Luna Rojero, gracias por animarme a realizar un trabajo experimental, porque aun en los momentos en que me entraba la desesperación usted me alentaba a seguir adelante. Gracias por el interés que puso en mi tesis y por darme los consejos adecuados y compartir su conocimiento conmigo. Lo admiro y estoy muy agradecido con usted. Gracias por permitirme ser parte, temporalmente, de su excelente equipo de trabajo.

Gracias Yoshi y Fede, sin ustedes este trabajo se hubiera prolongado por mucho tiempo más. Gracias por todo el apoyo incondicional que me brindaron. Aprendí muchas cosas de ustedes, gracias por los aportes que dieron a mi trabajo y por los momentos tan agradables que vivimos haciendo estos experimentos, serán inolvidables.

Al Dr. Enrique Serrano Saldaña y todo el equipo de Recuperación Mejorada del IMP: Fabián, Claudia, Raquel, Xóchitl, Mari, Marlen, Gina, Ko, Dr. David Nieto, Ing. Armando Pineda, Bernardo, Daniel, Iván, gracias porque cada uno puso su “granito de arena” para que pudiera salir adelante mi trabajo.

Al Ing. Manuel Villamar Viguera, Dr. Sergio Quiñones Cisneros, por invertir tiempo en revisar mi tesis y darme sus consejos y observaciones para mejorar este trabajo de investigación.

A mi Alma Mater:

La Universidad Nacional Autónoma de México, gracias porque en tus aulas e instalaciones me forjaste. Porque me has dado las herramientas para servir a México. Gracias por toda tu gente: alumnos, profesores y trabajadores, porque todos ellos conforman tu grandeza y me enseñaron a quererte. Tus colores Azul y Oro siempre estarán grabados en mi corazón y por ellos siempre seré un orgulloso universitario. “¡México, Pumas, Universidad...!”

ALVARO ENRIQUE SÁNCHEZ BURGOS

Tabla de Contenido

INTRODUCCIÓN	1
I ANTECEDENTES	3
1.1 Características Generales de los Yacimientos Naturalmente Fracturados	3
1.1.1 Definición de Yacimiento Naturalmente Fracturado	4
1.1.2 Características de las Fracturas	6
1.2 Clasificación de los YNF	8
1.3 Importancia de YNF en México	9
1.4 Etapas de Explotación de un Yacimiento	11
II ESPUMAS	17
2.1 Importancia de las Espumas.....	17
2.1.1 Definición de Espuma.....	18
2.1.2 Arreglo de las Fases.....	19
2.1.3 Propiedades Interfaciales y Estabilidad de una Espuma.....	20
2.2 Espumas en Bulto	21
2.2.1 Calidad de una Espuma	21
2.2.2 Clasificación de Espumas en Términos de Calidad.....	21
2.3 Tensión Superficial	22
2.4 Propiedades Reológicas.....	23
2.5 Texturas de una Espuma	26
2.6 Tamaño de las Burbujas	27
2.7 Propiedades Ópticas de las Espumas	28
2.8 Propiedades Eléctricas	28
2.9 Influencia de Fases Adicionales en un Espuma	29
2.9.1 Antiespumantes	29
2.10 Surfactantes	30
2.10.1 Importancia del Surfactante en la Espuma	32
III FLUJO DE ESPUMAS EN FRACTURAS	33
3.1 Fundamentos de Flujo en Medio Poroso	33

3.2 Espumas en Medios Porosos.....	34
3.2.1 Espuma de Gas Continuo	37
3.2.2 Espuma de Gas Discontinuo.....	38
3.3 Mecanismos de Formación y Destrucción de Espumas	39
3.3.1 Formación de Espumas	39
3.3.1.1 Formación de Espumas en un Medio Artificial.....	43
3.3.2 Destrucción de Espumas	43
3.4 Efectos del Aceite en Espumas.....	46
3.5 Flujo de Espumas en Tubos Capilares	49
3.5.1 Viscosidad Aparente.....	49
3.6 Efecto de la Heterogeneidad en el Flujo de Espumas.....	52
3.6.1 Importancia de la Presión Capilar en Espumas en Bulto	52
3.6.2 Presión Capilar Limitante para Espumas en Medio Poroso	53
3.6.3 Comportamiento de una Espuma en un Medio de Baja Permeabilidad	54
3.6.4 Flujo de Espumas en Medios Porosos Homogéneos	55
3.6.5 Flujo de Espumas en Medios Porosos Heterogéneos	58
3.7 Flujo de Espumas en Medio Poroso Fracturado	59
3.7.1 Flujo de Espumas en Fracturas Homogéneas	60
3.7.2 Flujo de Espumas en Fracturas Heterogéneas.....	69
IV METODOLOGÍA EXPERIMENTAL	75
4.1 Sistema de Caracterización Reológica.....	75
4.1.1 Dispositivos	75
4.1.1.1 Generador de Espuma.....	75
4.1.1.2 Reómetro.....	76
4.1.1.3 Manómetro Diferencial	77
4.1.1.4 Separador de Espuma.....	77
4.1.1.5 Gasómetro.....	78
4.1.1.6 Líneas de Flujo y Accesorios	78
4.1.1.7 Válvulas.....	78
4.2 Fluidos	79
4.3 Procedimiento Experimental.....	80

V MODELO REOLÓGICO	83
5.1 Fluidos Newtonianos.....	83
5.2 Fluidos No-Newtonianos.....	83
5.2.1 Características y Clasificación de los Fluidos No-Newtonianos	84
5.2.2 Fluidos No-Newtonianos Independientes del Tiempo.....	84
5.2.2.1 Fluido Plástico Real.....	85
5.2.2.2 Fluido Pseudoplásticos	85
5.2.2.3 Fluidos Dilatante.....	85
5.2.2.4 Fluido Plástico de Bingham	86
5.2.3 Fluidos Dependientes del Tiempo.....	87
5.2.3.1 Fluidos Tixotrópicos.....	87
5.2.3.2 Fluidos Reopécticos.....	89
5.3 Reología de Espumas.....	89
VI RESULTADOS	91
6.1 Calidad de la Espuma	93
6.2 Modelo Reológico	94
6.3 Viscosidad Aparente.....	102
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	105
BIBLIOGRAFÍA	107
AGRADECIMIENTOS	v
TABLA DE CONTENIDO	ix
LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE TABLAS	xv

Lista de Figuras

Capítulo I

Figura 1.1. <i>Idealización de un medio poroso heterogéneo. Modelo de Warren y Root</i>	6
Figura 1.2. <i>Modelo representativo de discontinuidades que dominan el flujo de fluidos en YNF</i>	7
Figura 1.3. <i>Clasificación de YNF</i>	8
Figura 1.4. <i>Mapa de la Región Marina Noreste de PEMEX ubicada en las costas de Campeche, Yucatán y Quintana Roo</i>	10
Figura 1.5. <i>Ubicación geográfica de los activos integrales de la Región Marina Noreste</i>	10
Figura 1.6. <i>Etapas en la vida de un yacimiento, de acuerdo a los mecanismos de recuperación y posibles factores de recuperación final que se pueden obtener</i>	14

Capítulo II

Figura 2.1. <i>Sistema Genérico de una Espuma</i>	19
Figura 2.2. <i>Características de una burbuja de gas en una espuma</i>	20
Figura 2.3. <i>Simulación de una espuma húmeda</i>	22
Figura 2.4. <i>Ilustración de los poliedros de una espuma que se deforman debido al esfuerzo de corte</i> ..	24
Figura 2.5. <i>Modelo reológico de la espuma</i>	25
Figura 2.6. <i>Comparación de un flujo convencional de agua-gas con una espuma débil y una fuerte</i>	26
Figura 2.7. <i>Surfactantes en la lamela de una espuma</i>	30
Figura 2.8. <i>Esquema del comportamiento de un surfactante por encima de la CMC</i>	31

Capítulo III

Figura 3.1. <i>Vista transversal de poros esquinados</i>	35
Figura 3.2. <i>Esquema de nivel de poros de una espuma en un medio poroso</i>	36
Figura 3.3. <i>Tamaño de la burbuja menor que el poro</i>	37
Figura 3.4. <i>Tamaño de la burbuja mayor que el poro</i>	37
Figura 3.5. <i>Espuma de gas continuo</i>	38
Figura 3.6. <i>Espuma de gas discontinuo</i>	39
Figura 3.7. <i>Esquema del mecanismo Snap-off</i>	40
Figura 3.8. <i>Disminución de la presión capilar para la formación de una lamela mediante el mecanismo Snap-off</i>	40

Figura 3.9. <i>Esquema del mecanismo de división de lamelas</i>	41
Figura 3.10. <i>Esquema del mecanismo Leave-behind</i>	42
Figura 3.11. <i>Esquema en 2D del mecanismo Leave-behind</i>	43
Figura 3.12. <i>Curva de presión de ruptura</i>	44
Figura 3.13. <i>Lamela a través de una garganta de poro</i>	45
Figura 3.14. <i>Mecanismo de difusión de gas</i>	46
Figura 3.15. <i>Fotografía en 2D que muestra una espuma que contiene gotas de aceite que se drenaron desde las películas de la espuma hacia el interior de los bordes de Plateau</i>	47
Figura 3.16. <i>Espuma Acuosa, Películas de emulsión pseudoemulsión y bordes de Plateau que contienen gotas de aceite</i>	48
Figura 3.17. <i>Configuraciones del aceite en la interfase del gas y solución acuosa</i>	49
Figura 3.18. <i>Mecanismos que afectan la viscosidad aparente en capilares suaves</i>	50
Figura 3.19. <i>Configuración de la burbuja cuando están separadas y cuando se encuentran en contacto</i>	51
Figura 3.20. <i>Curvas de presión capilar y flujo fraccional operando en un desplazamiento bidimensional</i>	53
Figura 3.21. <i>Relación entre la presión capilar de entrada, presión capilar limitante y permeabilidad</i> ..	54
Figura 3.22. <i>Correlación entre la movilidad de la espuma y la permeabilidad</i>	55
Figura 3.23. <i>Movilidad relativa para espuma de CO₂</i>	57
Figura 3.24. <i>Relación entre el gradiente de presión y la velocidad intersticial</i>	57
Figura 3.25. <i>Diagrama detallado del modelo de fractura homogéneo</i>	60
Figura 3.26. <i>Resultados de los métodos para determinar el tamaño de la burbuja. Método de procesamiento de imagen y método de tubos capilares</i>	62
Figura 3.27. <i>Efecto de la viscosidad de flujo y el flujo fraccional de gas en la viscosidad aparente para apertura 0.2mm, diámetro promedio de la burbuja $D_B=0.4mm$</i>	63
Figura 3.28. <i>Efecto de la viscosidad de flujo y el flujo fraccional de gas en la viscosidad aparente para apertura 0.2mm, diámetro promedio de la burbuja $D_B=0.6mm$</i>	63
Figura 3.29. <i>Efecto de la viscosidad de flujo y el flujo fraccional de gas en la viscosidad aparente para apertura 0.2mm, diámetro promedio de la burbuja $D_B=0.8mm$</i>	64
Figura 3.30. <i>Efecto de la viscosidad de flujo y el flujo fraccional de gas en la viscosidad aparente para apertura 0.2mm, diámetro promedio de la burbuja $D_B=1.0mm$</i>	64
Figura 3.31. <i>Efecto de la relación de tamaño de burbuja y apertura sobre la viscosidad aparente</i>	65
Figura 3.32. <i>Viscosidad aparente de espumas en bulto: medición y predicciones</i>	67

Figura 3.33. Viscosidad aparente a distintas relaciones de diámetro de burbuja y apertura; y flujo fraccional de gas. 68

Figura 3.34. Diagrama detallado del modelo de fracturas heterogéneas 69

Figura 3.35. Viscosidad aparente para una relación de apertura de 0.1/0.2mm 73

Figura 3.36. Viscosidad aparente para una relación de apertura de 0.05/0.15mm 73

Capítulo IV

Figura 4.1. Sistema de Caracterización Reológica de Espumas 76

Figura 4.2. Fotografía del Sistema de Caracterización Reológica de Espumas..... 81

Capítulo V

Figura 5.1. Clasificación de los fluidos No-Newtonianos..... 86

Figura 5.2. Comportamiento de un fluido tixotrópico en el tiempo..... 88

Figura 5.3. Histéresis de un fluido pseudoplástico tixotrópico..... 88

Figura 5.4. Comportamiento de un fluido reopéctico 89

Capítulo VI

Figura 6.1. Comportamiento de la Presión como función del Tiempo. Presión de inyección 15 [psi]..... 92

Figura 6.2. Comportamiento de la Presión como función del Tiempo. Ronda Completa con Presión de Inyección de 15[psi]..... 92

Figura 6.3. Gráfica de Gasto Total vs Tiempo. Presión de inyección 15 [psi]..... 93

Figura 6.4. Gráfica de Calidad vs Tiempo. Presión de Inyección 15[psi] 94

Figura 6.5. Resultados que realizó Origin..... 95

Figura 6.6. Ajuste de la caída de Presión como función del Tiempo para Piny 15[psi] 95

Figura 6.7. Curvas ajustadas para cada una de las presiones de inyección 96

Figura 6.8. Comparación entre los datos experimentales y el modelo ajustado 97

Figura 6.9. Parámetro a_1 en función de la presión de inyección 98

Figura 6.10. Parámetro b_1 en función de la presión de inyección 98

Figura 6.11. Ajuste polinómico de la presión de inyección en función de la calidad 99

Figura 6.12. Comparación entre los datos experimentales y el modelo reológico simplificado 100

Figura 6.13. Parámetro de ajuste a_1 en función de la calidad 100

Figura 6.14. Parámetro de ajuste b_1 en función de la calidad 101

Figura 6.15. Caída de presión para distintos gastos bajo régimen permanente 101

Figura 6.16. *Caída de presión vs gasto de espuma, ajuste lineal. La tendencia de la curva es similar al comportamiento de un fluido plástico de Bingham* 102

Lista de Tablas

Tabla 1.1 *Clasificación de YNF basada en las propiedades de la matriz y de la fractura* 9

Tabla 1.2 *Factores totales de recuperación para YNF*..... 15

Tabla 2.1 *Tipos de espumas en la industria petrolera* 17

Tabla 2.2 *Tipos de coloides* 18

Tabla 2.3 *Tensión superficial de soluciones acuosas*..... 23

Tabla 6.1 *Parámetros de ajuste para las cuatro presiones de inyección* 96

INTRODUCCIÓN

La alta demanda de energéticos a nivel mundial crece cada día más. México es un buen productor de hidrocarburos y muchos de sus yacimientos se encuentran ya en etapa de declinación. Debido a esto y a que un alto porcentaje de la economía del país está sustentada en el petróleo y sus derivados, es necesario utilizar todo lo que sea posible para explotar adecuada y exhaustivamente los yacimientos de nuestro territorio.

En los últimos años la industria petrolera de México se ha enfocado en dos áreas, principalmente, para incrementar las reservas de hidrocarburos. Una es la explotación de campos que se encuentran en aguas profundas y otra es la aplicación de métodos de recuperación mejorada. Este trabajo estudia partes básicas de un método químico de recuperación mejorada del cual aún no se sabe mucho y pocos países alrededor del mundo la han estudiado y aplicado en sus campos petroleros, las espumas.

El capítulo I habla de antecedentes para conocer de manera general el ámbito en el que se busca aplicar el método de inyección de espumas como proceso de EOR. La mayor producción de hidrocarburos en nuestro país está dada por yacimientos naturalmente fracturados, por lo que en esta sección se habla a grandes rasgos del tipo de formaciones que son y cómo se clasifican, principalmente. También se habla de las etapas de recuperación según la ingeniería de yacimientos, profundizando en los métodos de recuperación mejorada y su clasificación. Por último se habla de algunos datos de factor de recuperación que arroja la aplicación de los métodos EOR.

El segundo capítulo habla de las generalidades y características de las espumas, estas son un tipo de coloide, en la que el gas está disperso en una fase continua de líquido, son una aglomeración de burbujas de gas separadas por una pequeña capa de líquido llamada *lamela*. Se menciona la estructura de las espumas y clasificaciones de acuerdo a características como la calidad, textura, tamaño de burbuja, etc. También se menciona la importancia de los surfactantes, los cuales son vitales para la generación de espumas estables.

El capítulo III habla del comportamiento de espumas en medios porosos homogéneos y heterogéneos. Se mencionan algunos experimentos que han realizado investigadores alrededor del mundo cuyas aportaciones han ayudado a entender las características tan especiales que tienen las espumas y como se comportan bajo ciertas condiciones. Toda esta información ayudó a diseñar el experimento que se realizó para estudiar el comportamiento de una espuma y obtener un modelo reológico que lo describiera.

En el cuarto capítulo se describe el sistema de caracterización reológico de una espuma, el cual es un conjunto de dispositivos y fluidos con los que se hicieron los experimentos en el laboratorio de Recuperación Mejorada del Instituto Mexicano del Petróleo.

El capítulo V habla del tipo de fluidos y su clasificación. Existen fluidos newtonianos y no-newtonianos, estos últimos son aquellos en los que el esfuerzo de corte no es directamente proporcional a la relación de deformación. Para los fluidos no-newtonianos la viscosidad deja de ser constante para convertirse en una función de la velocidad de deformación, apareciendo el término de viscosidad aparente. Existen fluidos no-newtonianos que no dependen del tiempo como los plásticos de Bingham, pseudoplásticos, dilatantes y otros como, tixotrópicos y reopécticos que si dependen del tiempo. Con base a esto el modelo que se obtuvo mostró a qué tipo de clasificación pertenece la espuma que se estudió.

En el sexto capítulo se mencionan los resultados que se obtuvieron de los experimentos, en él se detalla el manejo de datos que se hizo para obtener el modelo reológico.

Por último se presentan las conclusiones y recomendaciones que se dan con respecto a la experiencia que brindo este trabajo.

De acuerdo al modelo reológico que se ajusto con los datos experimentales, se concluyó que la espuma tiene distintos comportamientos. En tiempos cortos se comporta como un fluido reopéctico, es decir un fluido no newtoniano cuya viscosidad depende del tiempo, en cambio para tiempos largos se comportó como un fluido plástico de Bingham.

Esta tesis ayudará a conocer principios del comportamiento del flujo de espumas y se espera que se continúe con el estudio de dichos fluidos para poder diseñar pruebas piloto y posteriormente se aplique en yacimientos de nuestro país primordialmente, en especial en yacimientos naturalmente fracturados debido a la importancia que tiene su producción en México.

ANTECEDENTES

1.1 Características Generales de los Yacimientos Naturalmente Fracturados

Los Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF), contienen un alto porcentaje de las reservas de hidrocarburos en todo el mundo, México no es la excepción. A pesar de la importancia de estos yacimientos, en la industria no se han explotado debidamente por la presencia de fracturas en ellos. Esto se ha debido a las complicaciones técnicas que existen al explotarlos, lo cual provoca demoras en el trabajo de exploración y producción. Los YNF son más complicados que los yacimientos convencionales y requieren mucho más tiempo y dinero para ser evaluados correctamente.

La tendencia ha sido ignorar la presencia y el efecto de las fracturas naturales tanto como sea posible. Lo que ocasiona:

1. Un bajo valor del factor de recuperación final.
2. Patrones de recuperación primaria que no son apropiados para una recuperación secundaria.
3. Condiciones inapropiadas para la aplicación de un proceso de recuperación secundaria por la canalización del fluido inyectado.
4. Gastos ineficientes de capital durante el desarrollo.
5. Perforación innecesaria de pozos.
6. Evaluación inadecuada de oportunidades económicas.

Es muy importante determinar el efecto de las fracturas presentes en los yacimientos lo más preciso posible para que la planeación y evaluación de los proyectos se hagan correctamente. Hacer caso omiso de las fracturas es algo que no ayuda a la exploración y desarrollo de las actividades, ya que esto llevaría a un pobre comportamiento técnico y económico.

Los YNF son muy complicados para su evaluación. Una evaluación efectiva, predicción y planeación en estos yacimientos requiere un reconocimiento temprano del rol que desempeña el sistema natural de fracturas y un enfoque sistemático para recolectar y analizar los datos adecuados.

La detección de fracturas o predecir su ocurrencia es el paso más importante para evaluar correctamente un YNF. La clave para producir económicamente estos yacimientos recae en:

1. La evaluación de reservas recuperables en función del costo de los pozos.
2. Predecir la localización de los pozos y su comportamiento en el tiempo bajo diversos escenarios de terminación y desarrollo.
3. Obtener datos suficientes de la formación y fracturas para que estos cálculos sean posibles.

1.1.1 Definición de Yacimiento Naturalmente Fracturado

El fracturamiento de las rocas es un proceso geológico altamente complejo y heterogéneo, que ocurre en varias escalas (que van desde unos cuantos milímetros hasta varios kilómetros); morfologías (por la diagénesis y mineralización anteriores o posteriores), y también en diversas densidades y orientaciones. Los Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF) son complejos, debido a que el proceso que sufren las rocas sucede durante un prolongado tiempo geológico posterior al depósito y litificación, cuando éstas han sufrido distintos procesos de plegamiento y deformación contribuyen a formar distintos sistemas de fracturas.

Las fracturas facilitan la circulación de fluidos en este tipo de yacimientos, debido a razones geológicas, la mayoría de los YNF tienen poca permeabilidad en la matriz de la roca, por lo que las fracturas se convierten automáticamente en un medio de circulación de los fluidos. Los hidrocarburos suelen acumularse en la porosidad de la matriz y son conducidos hacia los pozos a través del sistema de fracturas del yacimiento. Aunado a esto, las fracturas pueden influir mucho en el almacenamiento de los fluidos debido a la porosidad secundaria.

En general se puede decir que una fractura es cualquier tipo de discontinuidad o rotura mecánica en las rocas (fracturas, juntas, fallas, etc.), que se forma en respuesta a presiones altas de fluidos, esfuerzos litostáticos, termales o tectónicos (Tran, 1999); por ejemplo: la intrusión de un domo salino, levantamientos de la corteza terrestre o vulcanismo. Estas fracturas naturales pueden tener un efecto positivo, negativo o nulo en el desplazamiento de fluidos en los YNF, que son yacimientos de gas o aceite, en cuya matriz existen poros, gargantas de poros y fracturas naturales. Las fracturas se definen

como superficies de discontinuidad, en donde la roca ha perdido cohesión y los procesos de deformación y alteración de la misma pueden ser ocupadas por fluidos. El sistema de fracturas domina el flujo en cada yacimiento y una descripción de estas redes interconectadas es un prerrequisito para la evaluación del yacimiento (Nelson 1982). Una fractura es una discontinuidad macroscópica que ocurre naturalmente en la roca, debido a los esfuerzos que exceden el punto de ruptura de la roca.

Para los yacimientos donde tales fracturas tienen un efecto positivo o negativo en la circulación de fluidos, es de gran importancia conocer la magnitud y dirección de los esfuerzos principales *in situ*, el espaciamiento y la apertura de las fracturas, así como la porosidad, permeabilidad y saturación de agua tanto de la matriz como de las fracturas, ya que esta información ayudará a la caracterización del yacimiento naturalmente fracturado, y se podrá conocer entonces la distribución de los hidrocarburos dentro del yacimiento y calcular la capacidad de flujo de los pozos (Aguilera, 2003). Para obtener tal información se cuenta con los registros geofísicos y pruebas con núcleos en el laboratorio.

Un yacimiento fracturado es aquel que tiene una ocurrencia natural de fracturas las cuales tienen, o se predice que tendrán, un efecto significativo en el flujo de fluidos en el yacimiento al incrementar la porosidad y la permeabilidad o incrementando su anisotropía.

También se puede definir como un sistema formado por poros y canales intercomunicados, donde los poros forman el sistema de matriz y los canales el sistema de fracturas, ambos extendidos a través del yacimiento. El sistema fracturado desarrolla un contacto superficial considerable con el sistema matriz (Amaya, 2010).

Un YNF es un volumen de roca compuesto por un sistema multiporoso, en que se pueden encontrar micro fracturas, meso fracturas, macro fracturas, canales de disolución, microvúgulos, cavernas, presencia de varios tamaños de poro y redes de fractura, los cuales actúan simultáneamente y son saturados por hidrocarburos y/u otros fluidos, como se ilustra en la Fig.1.1.

Stearns y Friedman (1972) señalan que se identifica como un yacimiento fracturado típico, aquel que presenta alguna o varias de las características o comportamientos siguientes:

1. Al inicio de su producción presentan problemas y ventajas, tales como:
 - ◆ Pérdidas importantes de fluidos durante su perforación.
 - ◆ Su producción inicial es muy alta, de varios órdenes de magnitud comparada con yacimientos convencionales.

- ◆ Puede detectarse interferencia entre pozos, con distancias de hasta 80 km.
 - ◆ La productividad entre pozos de un campo es errática.
 - ◆ Las estimulaciones artificiales de los pozos, generalmente mejoran su productividad.
2. Se desarrollan en rocas frágiles con baja porosidad intergranular.
 3. Tienen permeabilidad alta, que puede ser hasta 35 darcys, con porosidades menores del 6%.

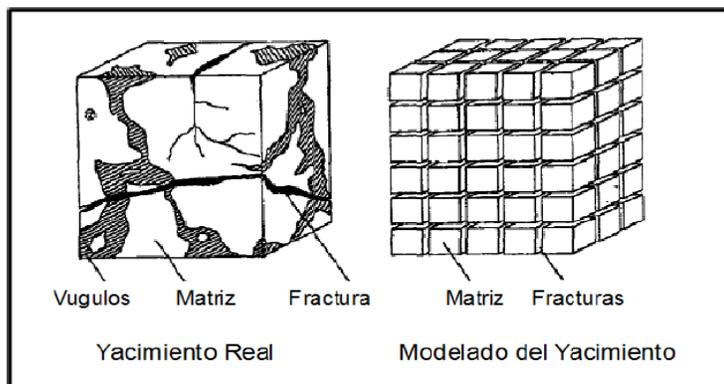


Fig. 1.1 Modelo de Warren y Root. Idealización de un medio poroso heterogéneo.

1.1.2 Características de las Fracturas

El fracturamiento de las rocas es un proceso complejo que está en función de muchas variables, como son: litología, el tamaño de grano, el espesor de la capa, la porosidad y la permeabilidad (se ha encontrado que las fracturas aumentan cuando disminuye la porosidad y la permeabilidad de la matriz), las propiedades elásticas de la roca, temperatura (la cual incrementa la probabilidad de formación plástica de las rocas), la presión de confinamiento y la presión de poro. De acuerdo a lo anterior, es posible clasificar a las fracturas desde varios puntos de vista. Según Aguilera (1995), se clasifica la morfología de fracturas en los siguientes 3 tipos:

Fracturas Abiertas. No están cementadas y no contienen ningún tipo de mineralización secundaria. La apertura de las fracturas es muy pequeña, probablemente del tamaño de un poro, pero la permeabilidad del yacimiento se incrementa significativamente perpendicularmente a la fractura.

Fracturas Deformadas. Aquí se incluyen las fracturas rellenas de gubia y las fracturas por deslizamiento. Estas fracturas son el resultado del deslizamiento a lo largo de un plano de fractura o de falla, que genera una superficie pulida o estriada que puede incrementar la permeabilidad paralelamente a la fractura, pero la reduce drásticamente en dirección perpendicular a la fractura. Por lo tanto son causa de gran anisotropía.

Fracturas Vugulares. Proveen porosidades y permeabilidades significativas. Pueden llevar al desarrollo de Karst, resultando en yacimientos muy prolíficos. Debido a la forma redondeada de los vúgulos, este tipo de fracturas probablemente no se cierra cuando el yacimiento se agota.

Además de esta clasificación, las fracturas se pueden catalogar de acuerdo a otros criterios, por ejemplo, el geológico o el experimental. Nelson (1980) y Stearns (1975) usaron ambos criterios. Desde el punto de vista experimental, se pueden clasificar en: fracturas por cizalla, por extensión y por tensión. Desde el punto de vista geológico se pueden clasificar en tectónicas, regionales, contraccionales y superficiales (debidas a fuerzas de cuerpo). Las fracturas de origen tectónico son, históricamente hablando, las de mayor importancia en la producción de hidrocarburos, seguidas por las regionales y contraccionales. Las superficiales no tienen importancia desde el punto de vista de producción (Aguilera, 1995)

Vúgulo

El vúgulo se define como un poro semicircular y no marcadamente elongado, visible sin ayuda de lupa o microscopio.

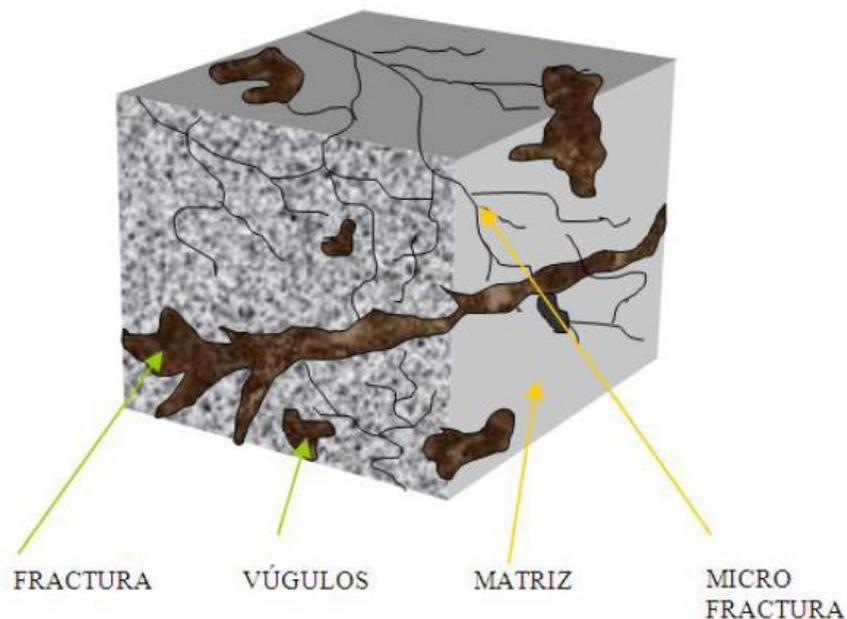


Fig. 1.2 Modelo representativo de discontinuidades que dominan el flujo de fluidos en YNF.

1.2 Clasificación de los YNF

Según Nelson (1999) los yacimientos naturalmente fracturados se clasifican en base a los efectos que provee el sistema de fracturas en la calidad del yacimiento.

Tipo 1: Las fracturas proveen la porosidad y permeabilidad.

Tipo 2: Las fracturas proveen la permeabilidad del yacimiento.

Tipo 3: Las fracturas mejoran la permeabilidad a un yacimiento que ya es productor.

Tipo 4: Las fracturas no proveen porosidad ni permeabilidad pero crean anisotropía significativa al yacimiento (barreras).

Esta clasificación es una expansión de la propuesta por Hubbert y Willis (1955). Los tres primeros tipos describen los atributos positivos del sistema de fracturas. El cuarto, describe aquellos yacimientos en los que las fracturas no solo son importantes por la calidad, si no por el flujo inherente por la anisotropía y la partición que hacen del yacimiento. Esto se describe en la siguiente grafica:

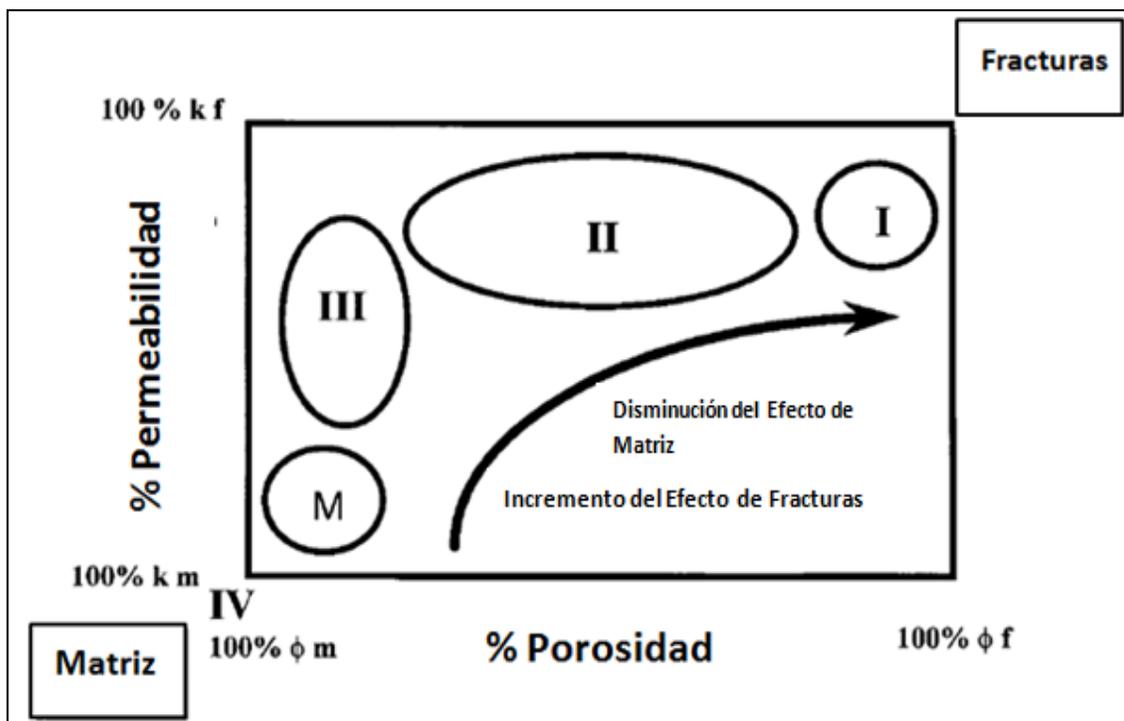


Fig. 1.3 Clasificación de YNF, (Nelson, 1999).

Clasificación basada en las propiedades de la matriz y de la fractura

Tabla 1.1 Clasificación basada en las propiedades de la matriz y de la fractura

Tipo	Descripción de la Matriz	Descripción de la Fractura
I	Baja K y \emptyset	Alta K y \emptyset
II	Baja K y Mediana \emptyset	Alta K y Mediana \emptyset
III	Baja K y Alta \emptyset	Alta K y Baja \emptyset
IV	Alta K y \emptyset	Alta K y \emptyset

Generalmente los yacimientos naturalmente fracturados en México son del tipo I y II.

Clasificación basada en el almacenamiento

Yacimientos tipo A: el mayor volumen está en la porosidad de la matriz y en pequeñas cantidades en las fracturas.

Yacimientos tipo B: aproximadamente la mitad de los hidrocarburos se almacena en la matriz y la otra mitad en las fracturas. Las fracturas son mucho más permeables que la matriz.

Yacimientos tipo C: todos los hidrocarburos están en las fracturas con ninguna contribución de la matriz. En este caso las fracturas dan tanto el almacenamiento como la permeabilidad necesaria para llevar a cabo la producción comercial.

1.3 Importancia de YNF en México

En México los yacimientos naturalmente fracturados aportan más del 80% de la producción de hidrocarburos.

La Sonda de Campeche, tiene una extensión aproximada de 15500 kilómetros cuadrados y es por mucho la más prolífica de México. El complejo Cantarell forma parte de esta provincia, así como el complejo Ku-Maloob-Zaap, primer campo productor de aceite pesado del área. La mayor parte de los yacimientos de la Sonda de Campeche están emplazados en brechas de edad Cretácico Superior a Paleoceno inferior, y en calizas oolíticas del Jurasico Superior.



Fig.1.4 La Región Marina Noreste se localiza dentro de las aguas territoriales nacionales frente a las costas de Campeche, Yucatán y Quintana Roo

La Región Marina Noreste está constituida por los activos integrales: Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, cuyas producciones de crudo en el 2010 fueron de 501 mbd en Cantarell y en Ku-Maloob-Zaap de 839 mbd, este de una producción total de 2576 mbd. En cuanto a gas Cantarell es el segundo del país con 1248 mmpcd mientras que Ku- Maloob Zaap no es de los punteros produciendo tan solo 332 mmpcd, de una producción total de 7019 mmpcd. Esta producción representa 52 y 22.5 por ciento, respectivamente, de la producción nacional en el año 2010.

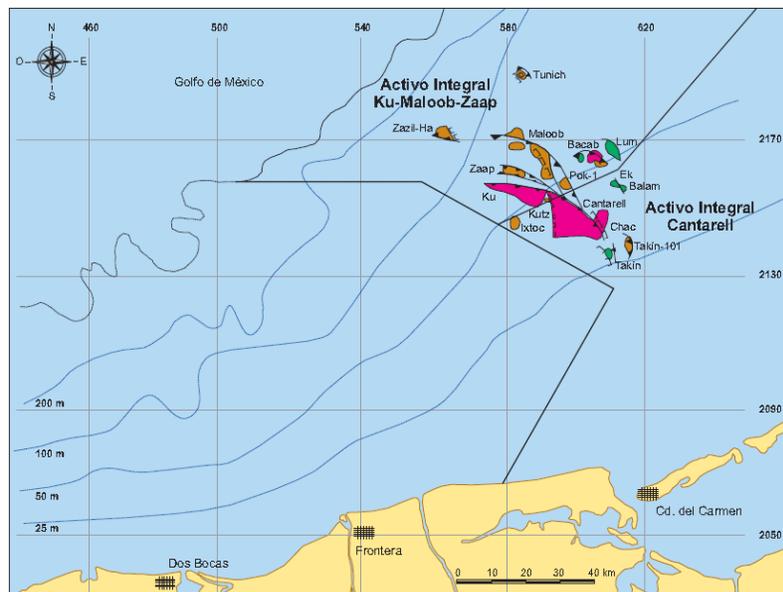


Fig.1.5 Ubicación geográfica de los activos integrales de la Región Marina Noreste

1.4 Etapas de Explotación de un Yacimiento

En la ingeniería de yacimientos, en general se considera que existen tres etapas de explotación en la vida de los mismos:

Primaria: Esta etapa comienza desde el inicio de la explotación de un campo o yacimiento y es aquella en la cual se aprovecha la energía natural con la que cuenta el campo. En esta etapa se puede considerar el empleo de tecnologías en el pozo como el uso de sistemas artificiales de producción de varios tipos, el fracturamiento hidráulico de la formación, así como en el área de perforación, el empleo de pozos horizontales y multilaterales.

Secundaria: Durante esta etapa, el objetivo es inyectar al yacimiento energía adicional, ya sea a través de la inyección de agua o gas natural, ambos procesos para mantenimiento de presión o como métodos de desplazamiento de fluidos dentro del yacimiento. Durante esta etapa, también se pueden emplear tecnologías como sistemas artificiales de producción, fracturamiento hidráulico de la formación, pozos horizontales y/o multilaterales.

Mejorada: Es en esta etapa, en la que para continuar la explotación de un campo o yacimiento se requiere implantar otros métodos, para aumentar los factores de recuperación de aceite y gas, como: *Térmicos* (inyección de vapor o inyección de aire, para generar una combustión in-situ en el yacimiento), *Químicos* (como inyección de polímeros o surfactantes, para reducir la tensión interfacial), o *Gases Miscibles* (como CO₂, gases enriquecidos, gases exhaustos o nitrógeno, este último como proceso miscible o inmisible).

Se tiene que reconocer que en el caso de algunos yacimientos, no es fácil identificar estas tres etapas. Es más, en ciertos yacimientos se ha encontrado que no existió la etapa primaria y fue necesario pasar a la secundaria e incluso a la mejorada, sin haber ocurrido las anteriores. Un buen ejemplo de estos casos es el de yacimientos de aceite muy pesado y viscoso, que no pudieron ser explotados en su fase inicial por los métodos tradicionales de recuperación primaria y secundaria, por lo que sólo se obtuvo aceite de ellos a través de la inyección de vapor, que se consideraría ya como una etapa de recuperación mejorada.

Después de la explotación de los yacimientos a través de la recuperación primaria y de la recuperación secundaria, la industria petrolera determinó que todavía había posibilidades de aumentar el factor final de recuperación de los mismos, especialmente cuando se tienen precios altos del petróleo.

Para ello se empezaron a aplicar métodos adicionales, algunos de ellos muy sofisticados, para agregar energía a los campos. A estos procesos inicialmente se les denominó recuperación terciaria.

Con el paso de los años, se decidió que el nombre correcto es recuperación mejorada, siendo así como se les designa a los procesos de inyección que se aplican a los yacimientos o campos, después de su explotación primaria y secundaria.

En general, el objetivo de estos métodos de recuperación mejorada es disminuir la saturación residual de aceite que tiene todavía el yacimiento, y que se encuentra en los poros de la formación retenida por las fuerzas capilares y viscosas, que impiden que fluya hacia los pozos. En el caso de yacimientos naturalmente fracturados, como muchos de los que tiene México, el problema todavía es mayor, ya que la saturación residual de aceite se encuentra preferencialmente en los bloques de matriz y la interacción matriz-fractura es algo que todavía no se resuelve técnicamente, por lo que los volúmenes de aceite remanentes que todavía existen en ese tipo de yacimientos son considerables, (Saidi, 1987).

La recuperación mejorada implica la aplicación de varios tipos de procesos, que en general se pueden dividir en:

- ◆ Procesos térmicos
- ◆ Procesos de inyección de gases
- ◆ Procesos químicos

La aplicación de cada uno de estos procesos en particular, depende de las características propias del yacimiento al que se va a aplicar y que incluyen: formación productora (tipo, porosidad, permeabilidad, permeabilidades relativas y mojabilidad), tipo de aceite en el yacimiento, relación agua-aceite y gas-aceite en la superficie, presión del yacimiento en el momento de iniciar el proceso de recuperación mejorada y la profundidad de la formación productora, principalmente.

Procesos Térmicos

Dentro de estos procesos se incluye la inyección de agua caliente, la inyección de vapor, ya sea cíclica o continua y la inyección de aire, para generar una combustión *in-situ* dentro del yacimiento. El más exitoso de estos tres ha sido hasta ahora la inyección de vapor, la cual se ha aplicado a muchos campos de aceite pesado y viscoso a poca profundidad.

Esto último, es una restricción importante para el empleo de la inyección de vapor, ya que en campos muy profundos no es aplicable debido a las pérdidas de temperatura entre la superficie y el fondo del pozo, lo que impide que el vapor llegue como tal al intervalo que se va a inyectar, ya que normalmente si el campo es muy profundo sólo se logra inyectar agua caliente o tibia, debido a dichas pérdidas de temperatura.

Procesos de inyección de gases

En estos procesos se incluye la inyección de gas natural miscible o inmisible, la inyección de gases enriquecidos, la inyección de CO₂, la de nitrógeno y la inyección de gases de combustión (flue gas).

Los más exitosos son los relacionados con el CO₂. También en la inyección de gases hidrocarburos para conseguir miscibilidad y la inyección de nitrógeno se han obtenido buenos resultados.

El proceso de inyección de CO₂, es el otro proceso de recuperación mejorada más empleado en el mundo en la actualidad, ya que técnicamente permite en muchos casos obtener miscibilidad con el aceite en el yacimiento y si se dispone de volúmenes considerables de CO₂, se pueden llevar a cabo proyectos muy interesantes, con objeto de aumentar la recuperación final de los yacimientos.

Procesos químicos.

En este grupo de procesos se incluye la inyección de polímeros, espumas y surfactantes.

En general la aplicación de este tipo de procesos ha sido poco aprovechada por la industria petrolera mundial, debido principalmente a los altos costos de los químicos que se requieren para llevarla a cabo. De hecho, sólo recientemente que se han tenido altos precios del petróleo, se ha regresado a pensar en la utilización de procesos químicos en varios campos alrededor del mundo.

A nivel laboratorio, cualquiera de estos procesos han demostrado su viabilidad para aumentar la recuperación final de hidrocarburos de los yacimientos. Sin embargo, a nivel de campo no se ha conseguido tener el éxito esperado por una combinación de varias razones, entre ellas un inadecuado escalamiento de los resultados de laboratorio con el campo, falta de controles adecuados en el campo, tiempo insuficiente para ver resultados, así como falta de conocimiento y experiencia de cómo la nueva tecnología debería trabajar. La realidad es que a nivel de campo no han conseguido ser rentables y por esta razón, la industria no los ha aplicado extensivamente.

Otros procesos de recuperación mejorada.

La industria petrolera está tratando de aplicar otros procesos en la etapa de recuperación mejorada. Uno es la inyección de bacterias (microbial) a los yacimientos, sobre todo en los campos maduros. Este proceso tiene grandes perspectivas de ser aplicado, aunque requiere de más investigación, ya que no resulta claro si el mejoramiento de producción que se ha obtenido en pruebas de campo obedece sólo a reacciones alrededor del pozo o si verdaderamente se consigue penetrar los microbios y su efecto dentro del yacimiento, para aumentar el flujo de fluidos hacia los pozos.

Otros métodos de recuperación mejorada que ha utilizado la industria petrolera mundial, son aquellos que combinan procesos, de los cuales se pueden mencionar:

- ◆ Inyección de surfactantes y vapor
- ◆ Inyección de agua y gas

Los procesos de recuperación mejorada son implementados siempre que sean atractivos desde el punto de vista económico.

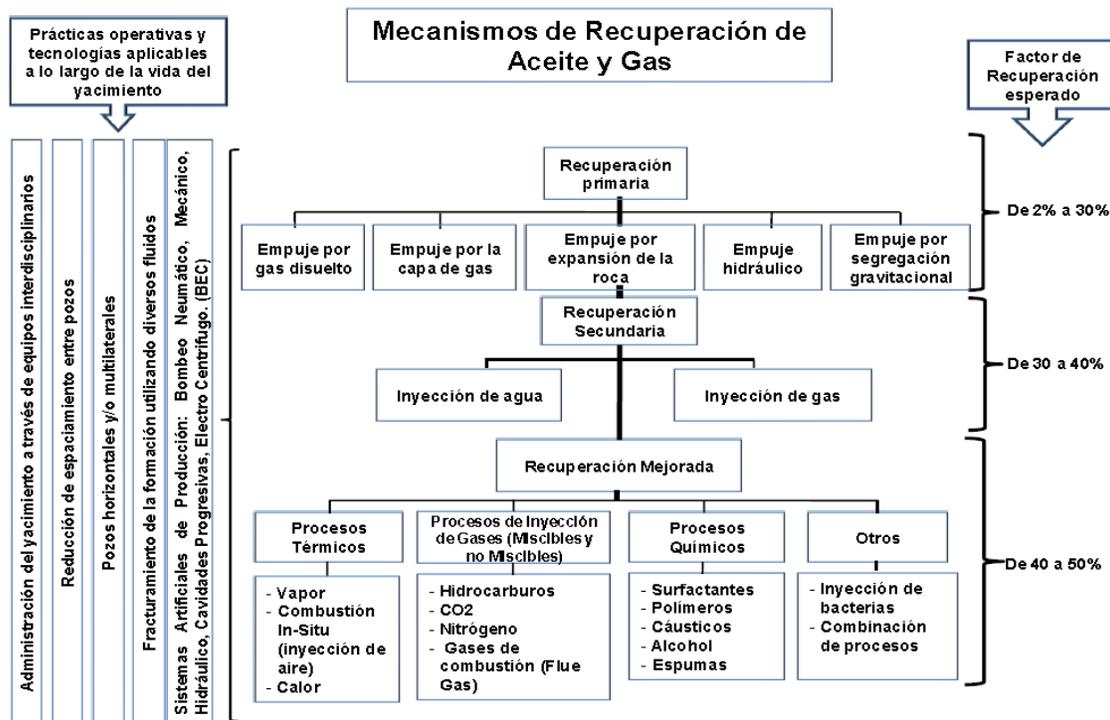


Fig. 1.6 Etapas en la vida de un yacimiento, de acuerdo a los mecanismos de recuperación y posibles factores de recuperación final que se pueden obtener.

En YNF los factores de recuperación bajo proceso de recuperación adicional son menores debido a que no son considerados buenos candidatos para EOR.

Tabla 1.2 Factores Totales de Recuperación para YNF (Gachuz, 2009)

Mecanismo	Tipo		
	A	B	C
Agotamiento Natural	10-20	20-30	30-35
Agotamiento Natural e Inyección de Gas	15-25	25-30	30-40
Agotamiento Natural e Inyección de Agua	20-35	25-40	40-50
Agotamiento Natural e Inyección de Agua y Gas	25-40	30-45	45-55
Segregación Gravitacional con Corte de Agua	40-50	50-60	>60
Agotamiento Natural y Empuje de Agua	30-40	40-50	50-60
Agotamiento Natural y Casquete de Gas	15-25	25-35	35-40
Agotamiento Natural con Empuje de Agua y Casquete de Gas	35-45	45-55	55-65

Cabe señalar que estos rangos no representan una solución definitiva; sin embargo, se pueden usar cuidadosamente y solamente como indicadores de magnitud. Estos no son sustitutos de un estudio detallado ya que cada yacimiento naturalmente fracturado debería ser considerado como un proyecto individual.

CONCEPTOS BÁSICOS DE ESPUMAS

2.1 Importancia de las Espumas

Las espumas se pueden encontrar en casi cualquier área de la producción y refinación de petróleo; desde los yacimientos a gran profundidad, a través de la sarta de perforación, estimulación y producción, hasta los tanques de refinación. Las espumas se pueden formar de manera natural o por diseño y pueden ser deseables o indeseables. En todos estos casos la presencia y naturaleza de la espuma puede representar éxito tanto técnica como económicamente.

En la industria petrolera las espumas pueden aplicarse o tomarse en cuenta en la recuperación de hidrocarburos y procesos industriales (perforación de pozos, inyección al yacimiento, producción de crudo y espumas para diversos procesos). La siguiente tabla muestra algunos tipos de espumas, deseables y no deseables, dentro de la industria petrolera:

Tabla 2.1 Tipos de Espumas en la Industria Petrolera

<i>Tipo</i>	<i>Ocurrencia</i>
Espumas deseables	Espumas en fluidos de perforación
	Espumas en fluidos de fracturamiento
	Espumas en fluidos de acidificación
	Espumas de bloqueo y desviación
	Espumas para controlar movilidad de gas
Espumas Indeseables	Espumas en el pozo de producción o en la cabeza del pozo
	Espumas en procesos de flotación
	Espumas en torres de destilación

Es posible que una espuma sea deseable en cierta etapa del proceso de producción; sin embargo, en la próxima etapa podría convertirse en algo indeseable. Por ejemplo, en los yacimientos, se podría crear

una espuma in situ para aumentar la viscosidad (y así mejorar la eficiencia de barrido volumétrico como parte de un proceso de recuperación mejorada), sin embargo, se podrían presentar problemas de manejo cuando sea la etapa de producción.

2.1.1 Definición de Espuma

Las espumas son una especie de coloide. El coloide es una dispersión de partículas de una sustancia (la fase dispersa) entre un medio dispersor, formado por otra sustancia. Las partículas coloidales son mucho más grandes que las moléculas de los solutos comunes; miden entre 1×10^3 [pm] a 1×10^6 [pm]. Una suspensión coloidal también carece de la homogeneidad de una disolución común. La fase dispersa y el medio dispersor pueden ser gases, líquidos, sólidos o una combinación de diferentes fases, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 2.2 Tipos de Coloides

Medio dispersor	Fase dispersa	Nombre	Ejemplo
Gas	Líquido	Aerosol	Bruma, niebla
Gas	Sólido	Aerosol	Humo
Líquido	Gas	Espuma	Crema batida
Líquido	Líquido	Emulsión	Mayonesa
Líquido	Sólido	Sol	Leche de magnesia
Sólido	Gas	Espuma	Espumas plásticas
Sólido	Líquido	Gel	Gelatina, mantequilla
Sólido	Sólido	Sol Sólido	Algunas aleaciones (acero), piedras preciosas (vidrio con metales dispersos)

Las espumas son un tipo especial de dispersión coloidal, en la que el gas está disperso en una fase continua de líquido (Schramm, 1994). La fase dispersa algunas veces se refiere a la fase interna y la fase continua como la fase externa. Generalmente cuando se forman espumas, el tamaño de las burbujas excede el tamaño previsto hasta que la capa delgada del líquido se engruese.

En la Fig. 2.1 se muestra el arreglo de una espuma. La estructura general de una espuma está compuesta en la parte inferior por un volumen de líquido y en la parte superior por una segunda fase, en este caso gas. En la región ampliada se puede ver las partes de la espuma. La fase de gas está separada de la capa delgada de líquido, por una interfase bidimensional. En realidad, no existe algo que divida la superficie entre las propiedades del líquido y del gas. Una lámina (*lamela*) se define como

la región que enmarca la capa delgada, las dos interfaces en cualquier lado de la capa delgada, y la parte de unión de otra lámina (*lamela*). Las películas de líquido son las que determinan la estabilidad global de la espuma. Las dos fases que conforman la espuma están íntimamente ligadas y forman una estructura que se torna más ordenada a medida que la cantidad de gas aumenta. Para que este tipo de sistemas reciba el nombre de espuma, la concentración de la fase dispersa debe ser elevada. La conexión de tres láminas, a un ángulo de 120° , se conoce como la *frontera de Plateau*. Debido a que la representación de la espuma de la Fig.2.1 está en dos dimensiones, el *borde o frontera de Plateau* se extendería perpendicularmente fuera de la hoja.

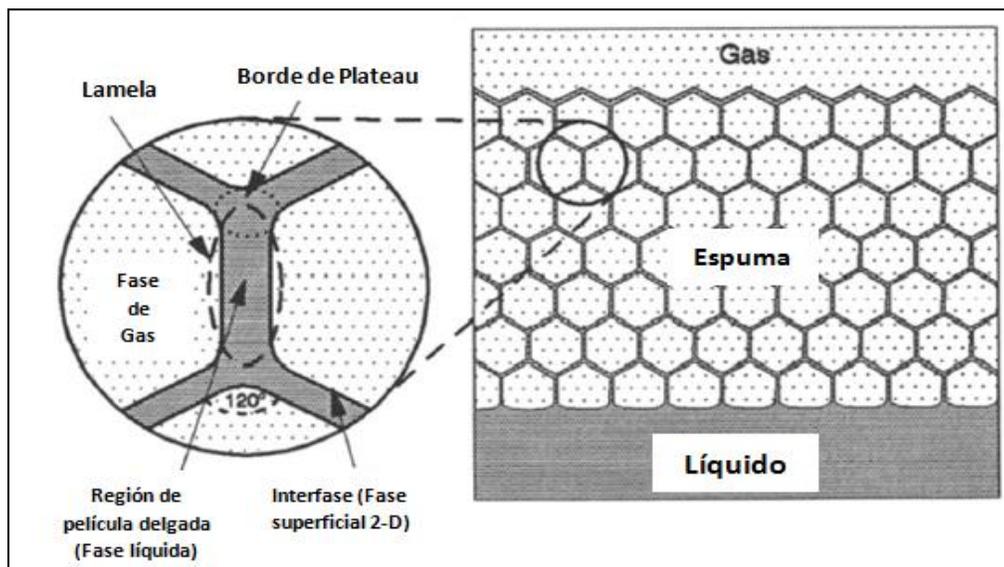


Fig. 2.1. Sistema Genérico de una Espuma (Schramm, 1994)

2.1.2 Arreglo de las fases

En una espuma estable, las burbujas esféricas se transforman en celdas de espuma, separadas en forma de poliedro por capas muy delgadas de líquido. La Fig. 2.1 ilustra la estructura en dos dimensiones de una espuma. Los arreglos de las capas, los cuales tienen ángulos iguales, se deben a las tensiones superficiales o fuerzas de contracción que están a lo largo de las capas de líquido. Las burbujas en una espuma forman un poliedro tal que, a lo largo del borde de una lamela, siempre vienen juntas tres lamelas en ángulos de 120° ; este borde se conoce como *Borde de Plateau*, que es la región en donde se encuentra la mayor cantidad de líquido, dichos bordes logran formarse cuando una lamela está en contacto con una superficie sólida. Estas características se muestran en la Fig. 2.2 que es la imagen de una burbuja, en donde también se muestra un punto de intersección de cuatro bordes conocido como *vértice*.

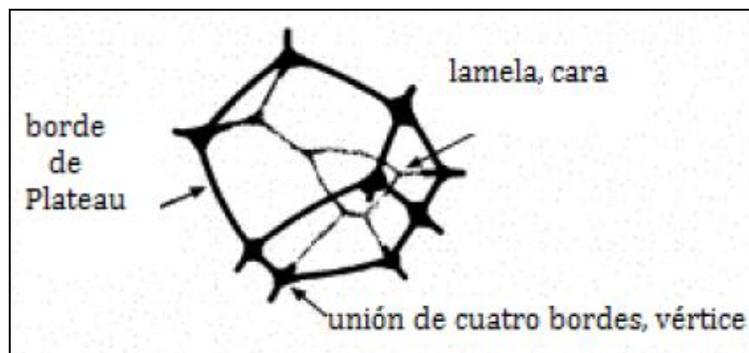


Fig. 2.2. Características de una burbuja de gas en una espuma (Weaire & Hutzler, 1999)

2.1.3 Propiedades Interfaciales y Estabilidad de una Espuma

Muchas de las espumas que son estables contienen gas, líquido y un agente espumante. El agente espumante puede estar conformado por uno o más de los siguientes componentes: surfactantes, macromoléculas o sólidos finamente divididos. El agente espumante es necesario para reducir la tensión superficial y de ese modo ayudar al incremento del área interfacial con una entrada mínima de energía mecánica, además puede necesitarse para formar una capa protectora en la superficie de la espuma que actúa como preventora de coalescencia con otras burbujas.

Las especies coloidales pueden venir juntas en diversas formas. En la definición de estabilidad de una espuma, se considera la estabilidad contra dos procesos diferentes: adelgazamiento de la capa y coalescencia (ruptura de la capa). En el adelgazamiento de la capa, dos o más burbujas se aproximan con mucha cercanía. Las capas de líquido que las separan son delgadas, pero las burbujas no se tocan unas entre otras y no hay cambio en el área superficial total. En la coalescencia, dos o más burbujas se fusionan para formar una burbuja más grande. En la terminología de espumas, la(s) capa(s) de líquido delgadas se rompen y reducen el área superficial total. Debido a que las espumas son termodinámicamente inestables, el término estable se utiliza para referirse a una estabilidad relativa en forma cinética. Es importante distinguir el grado del cambio y la escala de tiempo.

La estabilidad de una espuma se determina por una serie de factores que involucran tanto la solución en bulto (bulk) y propiedades interfaciales:

- ◆ Drene gravitacional
- ◆ Succión capilar
- ◆ Elasticidad de la superficie
- ◆ Viscosidad (en bulto y superficial)

- ◆ Repulsión eléctrica de doble capa
- ◆ Atracción de fuerza de dispersión

2.2 Espumas en Bulto

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.

2.2.1 Calidad de una Espuma

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

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

$$x = \frac{V_g}{V_g + V_L} \quad (2.1)$$

Donde: V_g = volumen de gas

V_L = volumen de líquido

Experimentalmente se ha demostrado que la calidad máxima a la cual una espuma puede formarse es 0.96.

2.2.2 Clasificación de espumas en términos de calidad

Las espumas de acuerdo a su calidad se clasifican en *secas* o *húmedas*. Las espumas secas tienen una calidad mayor a 0.8; estas se conforman de pequeñas capas que pueden presentarse como una superficie delgada, llamada *lamela*, que hace a la fase gaseosa discontinua. Algunos investigadores han definido que esta película de líquido tiene espesor de 10-100 [nm].

Para espumas húmedas, donde la calidad es 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 Fig. 2.3 en donde la fracción de líquido en (d) es mayor que en (a).

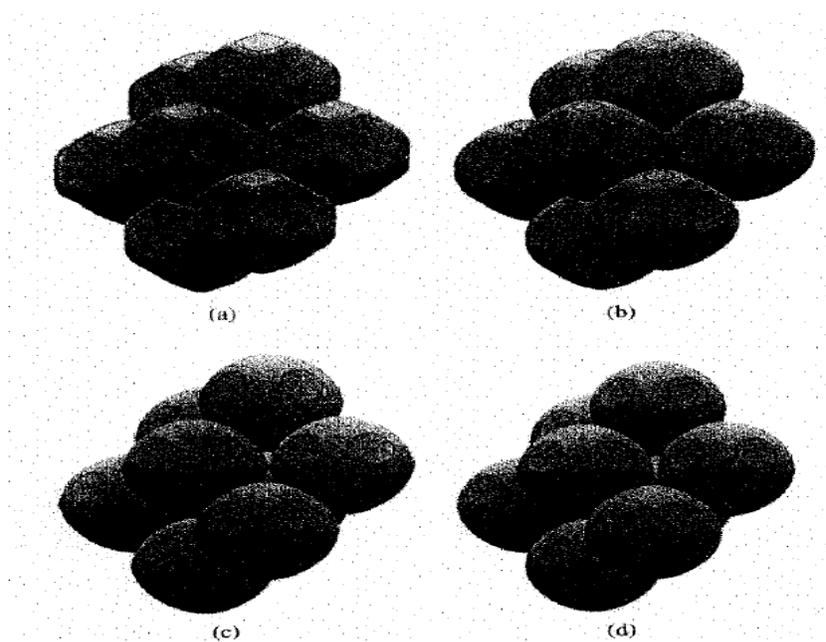


Fig. 2.3. Simulación de una espuma húmeda (Weaire, 1999). De (a) a (d), con el incremento de la fracción de líquido, la forma de las burbujas se vuelve más esférica.

2.3 Tensión Superficial

La tensión superficial 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). Es la fuerza por unidad de longitud que existe alrededor de una superficie. Usualmente se refiere a la tensión superficial si la superficie separa el gas de una fase sólida o líquida y se le llama tensión interfacial si la superficie separa dos fases no gaseosas. La tensión interfacial es causada por la diferencia entre las fuerzas moleculares entre dos fluidos, provocando así un desequilibrio entre las fuerzas en la interfase, en algunas ocasiones se denota por el símbolo γ y otras por σ . En la tabla 2.3 se presentan 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:

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

Donde: γ : Tensión superficial

R: Radio de la lamela esférica

Tabla 2.3 Tensión Superficial de Soluciones Acuosas

Líquido	Gas y Condiciones	Tensión Superficial	
		(nN/m)	(dinas/cm)
Agua	Aire (68 °F y 14.7 psi)	72	(45)
Salmuera	Aire (176 °F y 17.4 psi)	64	(46)
Agua	Vapor (392 °F y 226 psi)	38	(47)
Surfactante Acuoso	Aire (68 °F y 14.7 psi)	29 – 40	(48-52)
Surfactante Acuoso	Aire (176 °F y 17.7 psi)	24 - 96	(46)
Surfactante Acuoso	CO ₂ (100 °F y 2000 psi)	3 – 5	(54, 55)

2.4 Propiedades Reológicas

Las propiedades reológicas de una espuma pueden ser muy importantes: la alta viscosidad podría ser la razón de que una espuma causara problemas, debido a la resistencia a fluir, o bien podría ser una propiedad deseable para la cual se formuló una espuma. Una simple descripción es el comportamiento newtoniano en flujo laminar. El coeficiente de viscosidad, η , esta dado en término del esfuerzo de corte τ y la velocidad de corte $\dot{\gamma}$, por la ecuación:

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

Donde η está en unidades de miliPascal/segundo. Muchas dispersiones coloidales, incluyendo las espumas mas concentradas, no se rigen bajo la ecuación newtoniana. Para fluidos no newtonianos el coeficiente de viscosidad no es constante, pero está en función de la velocidad de corte; así:

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

Para estudiar las propiedades de flujo de los fluidos se grafican las curvas de flujo del esfuerzo de corte contra la velocidad de corte (τ vs $\dot{\gamma}$). Estas curvas se pueden categorizar en varias clasificaciones reológicas. Las espumas frecuentemente son pseudoplásticas; esto es, mientras la velocidad de corte crece, la viscosidad desciende. Esto también se le conoce como disminución de esfuerzo. Las espumas persistentes usualmente presentan esfuerzo de cedencia (τ_y), lo cual es que la velocidad de corte (flujo) se mantiene en cero hasta que se alcanza un umbral de esfuerzo de corte, esto da inicio al flujo pseudoplástico o newtoniano. La Fig. 2.4 muestra el ejemplo de una espuma donde el esfuerzo

causado por la gravedad es insuficiente para provocar el flujo de ésta, pero al aplicarle esfuerzo mecánico se generaría el movimiento.

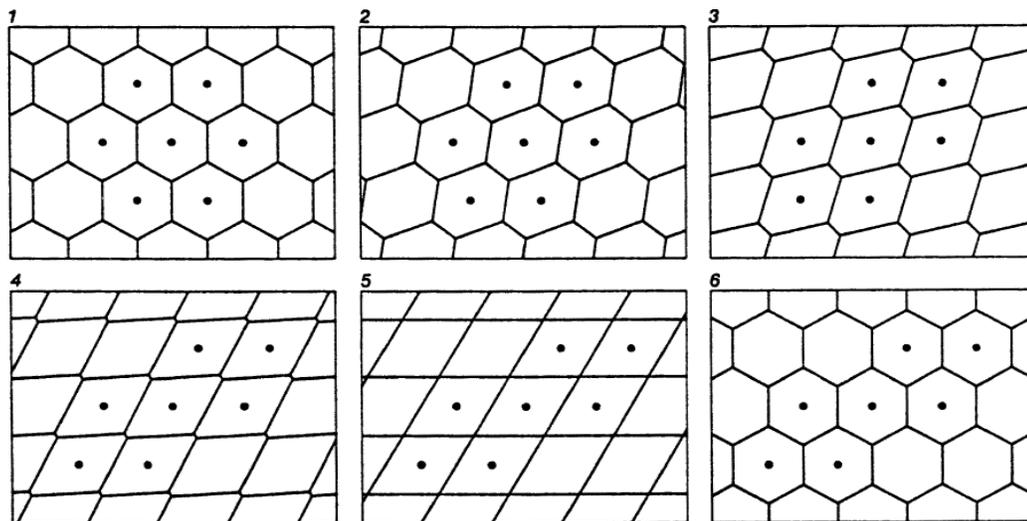


Fig. 2.4. Un esfuerzo aplicado a espuma en bulto causa distorsión (cuadros 2-4) una vez que se excede el esfuerzo de cedencia la espuma fluye (cuadros 5 y 6). Los puntos en algunas celdas muestran cómo van cambiando la posición de estas. (Aubert, Kraynik, Rand, 1986)

El flujo pseudoplástico que es dependiente del tiempo se le llama tixotrópico. Esto es, la viscosidad disminuye al aplicarse una velocidad de corte constante, y en una curva de flujo, se provoca la histéresis.

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. Existen 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.

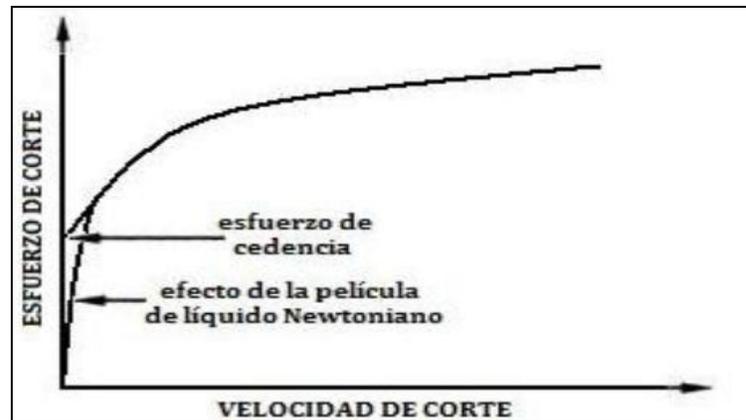


Fig. 2.5 Modelo Reológico de la espuma

En cuanto a la calidad, las espumas húmedas contienen burbujas esféricas, por lo que sus viscosidades pueden obtenerse por métodos similares a los que se utilizan para las viscosidades de emulsiones. En este caso, la viscosidad de la espuma está descrita en términos de la viscosidad de la fase continua (η_0) y la cantidad de gas disperso por medio de una extensión empírica de la ecuación de Einstein para la dispersión diluta de esferas:

$$\eta = \eta_0(1 + \alpha_0\phi + \alpha_1\phi^2 + \alpha_2\phi^3 + \dots) \quad (2.5)$$

Donde η_0 es la viscosidad del líquido, ϕ es la fracción de volumen de la fase gaseosa, y las α s son constantes empíricas. Dichas ecuaciones asumen comportamiento newtoniano, o al menos aplican a la región newtoniana de una curva de flujo, usualmente son aplicables si las burbujas no son lo suficientemente grandes y si no existen fuertes interacciones electrostáticas.

En espumas secas, donde la fase interna tiene una fracción de volumen alta, la viscosidad de la espuma se incrementa considerablemente, debido a la aglomeración de burbujas o la viscosidad estructural, se convierte en no newtoniano y frecuentemente presenta esfuerzo de cedencia. La fracción de volumen máxima posible para una fase interna compuesta por esferas uniformes e incompresibles es 74%, pero debido a las burbujas de gas que son muy deformables y compresibles, las espumas con una fracción de volumen de 99% son más fáciles de construirse. Como se mencionó anteriormente, la estructura de una espuma consiste en poliedros irregulares con un máximo de tres lamelas conectadas en el borde de Plateau. La Fig. 2.4 muestra una ilustración de los poliedros en una espuma que se deforman debido al esfuerzo de corte. Se observa en las celdas marcadas con puntos que no hay flujo hasta que haya distorsión en las cuatro capas que están en el borde de Plateau. Esta situación es altamente inestable y también marca el punto en el que se alcanza el esfuerzo de cedencia. Las capas de la

espuma se cambiarán para liberar el esfuerzo y así lograr una estructura más fuerte. Al restablecer los contactos de las tres películas estables, se origina el flujo.

Existen algunos modelos reológicos que se han desarrollado para caracterizar los efectos observados en espumas. Blauer y colaboradores (1974) modelaron la reología de la espuma mediante el modelo plástico de Bingham, mientras que Patton (1983) hicieron su modelo como un fluido que se comporta según el modelo de Ley de Potencias. Otros investigadores como King (1985) y Reidenbach (1986) utilizaron un modelo más riguroso, basado en el modelo de Bingham y Ley de Potencias, el modelo Herschel-Bulkley o Ley de Potencias modificado.

2.5 Textura de una espuma

La textura se define como el número de lamelas por unidad de volumen. Cuantifica la población de burbujas. De acuerdo a la textura las espumas se pueden clasificar en débiles y fuertes. Para las espumas débiles, es decir que no hay movimiento de lamelas, el incremento en la saturación de gas atrapado es crucial para el comportamiento del flujo de la espuma que como resultado bloqueará los caminos del gas, lo cual reduciría la permeabilidad relativa del gas. El gas atrapado reduce la movilidad, pero el resto del gas fluye como si fuera gas continuo.

Las espumas fuertes fluyen por un mecanismo diferente. Las lamelas hacen que el gas discontinuo fluya. Así los trenes de burbujas encuentran mayor resistencia que el flujo continuo. La viscosidad aparente de la espuma discontinua es usualmente más grande que en el flujo continuo. El efecto combinado de la reducción de la permeabilidad relativa del gas y el incremento de la viscosidad aparente del gas incrementan considerablemente el efecto de reducción de movilidad de la espuma.

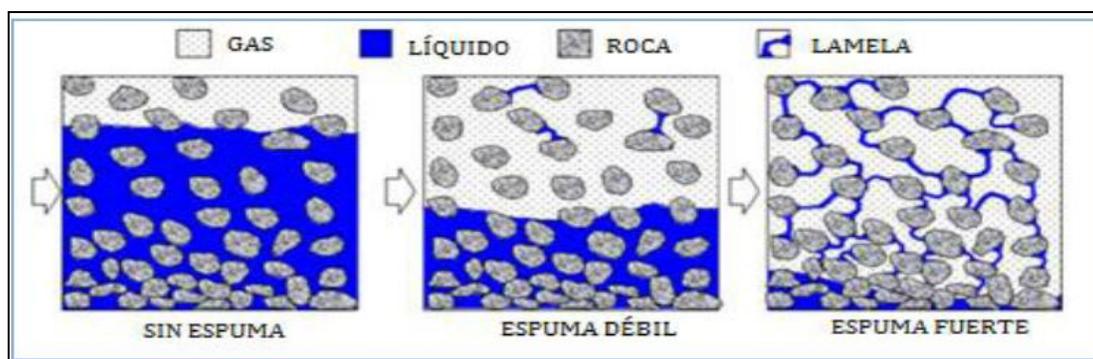


Fig. 2.6 Comparación de un flujo convencional de agua-gas con una espuma débil y una fuerte (Dholkawala *et al.* 2007)

Aunque la textura es de esencial importancia en la reología de la espuma, no hay técnicas confiables de medición de ésta. 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 medio poroso no puede ser hecha sin que se tenga un apropiado entendimiento de los mecanismos dinámicos *in situ* de la creación y destrucción de lamelas.

Hablando en términos generales, los factores que afectan más al atrapamiento de una espuma y la movilización de ésta, son el gradiente de presión, la velocidad del gas, la geometría del poro, el tamaño de la burbuja, la longitud de los trenes de burbujas. Al incrementarse el gradiente de presión pueden abrirse nuevos canales, los cuales serán ocupados por el gas atrapado.

2.6 Tamaño de las Burbujas

El hecho de que las burbujas en una espuma son poliédricas y no esféricas, por convención se ha determinado que el “diámetro” de las burbujas de gas en una espuma sean esféricas. Anteriormente se mencionó que las partículas coloidales miden entre 10^{-3} y $1\ \mu\text{m}$ de diámetro mientras que las burbujas de una espuma regularmente son más grandes. De hecho, las burbujas de una espuma tienen diámetros más grandes que $10\ \mu\text{m}$ y podrían llegar hasta $1000\ \mu\text{m}$. La estabilidad no necesariamente está en función del tamaño de la burbuja, aunque sería ideal que exista un tamaño óptimo para cada tipo de espuma. La distribución del tamaño usualmente se representa por medio de un histograma o si es que hay suficientes datos se utiliza una función de distribución.

Aquellas espumas que tengan una distribución de tamaños de burbujas cargada, los tamaños pequeños representarían la espuma que es estable. En dichos casos, los cambios en la curva de distribución con el tiempo reflejará la medición de la estabilidad de las espumas. La distribución del tamaño de burbuja también será influyente en la viscosidad. Para aquellas espumas que interactúen electrostáticamente o estéricamente, la viscosidad será más alta cuando tenga burbujas pequeñas (para cierta calidad de la espuma). Esto se debe a que el incremento del área interfacial y que las películas más delgadas aumentan la resistencia de flujo. La viscosidad también será alta cuando los tamaños de las burbujas sean relativamente homogéneos, lo cual, es cuando la distribución del tamaño es más estrecho que ancho (también para cierta calidad de la espuma).

2.7 Propiedades Ópticas de las Espumas

Mientras se forma la película de fluido y hasta que se torna oscura, se puede medir el grosor de esta por medio de técnicas basadas en la interferencia de la luz. Para luz monocromática, la intensidad de la luz, I_R , reflejada a un ángulo θ de una película de fluido comparada a la máxima intensidad cedida por la interferencia constructiva, I_0 , permite determinar el grosor de la película, t , por medio de la ecuación:

$$t = \frac{\lambda}{2\pi\mu\cos\theta} \text{sen}^{-1} \left(\frac{I_R}{I_0} \right)^{1/2} \quad (2.6)$$

donde μ es el índice de refracción y λ es la longitud de onda.

Si se utiliza luz blanca, la interferencia producirá flecos de color en la película. Estos flecos pueden utilizarse para determinar el grosor y la variación de éste sobre la superficie, así estos se pueden utilizar para estudiar experimentalmente el drene de la película y los procesos de adelgazamiento. Si el grosor es menor que la luz, la película será oscura (5-30 [nm]). Para grosores grandes, los componentes de longitud de onda cortos de la luz interfieren positivamente, y aparecerán los flecos de color, los colores se generan debido a longitudes de onda largas y conforme se incrementa el grosor (30-120 [nm]). Cuando estas películas de líquido son delgadas, logran alcanzar un grosor de película estable, alrededor de 30 [nm]; los flecos de colores desaparecen, y la película se vuelve oscura. Si logran adelgazarse, pueden alcanzar un grosor más estable, cerca de 5 [nm], a lo que se denomina película oscura de Newton.

Para espumas en bulto, algunos investigadores han determinado la intensidad de la luz (I_T) que pasa a través de una de espuma con la siguiente ecuación:

$$\frac{I_0}{I_T} = an_F + b \quad (2.7)$$

Donde I_0 es la intensidad de la luz incidente, n_F es el número de lamelas por unidad de longitud, y a y b son constantes empíricas.

2.8 Propiedades Eléctricas

Bikerman estudió la conductividad específica de las lamelas de una espuma. Para espumas en bulto, la conductividad específica es proporcional a la fracción de volumen de líquido en la espuma:

$$\frac{K_L}{K_F} = \frac{f\rho_L}{\rho_F} \quad (2.8)$$

donde f está en función de $\rho_L/\rho_F=1$, por lo que $f=1$ debido a que en este límite la espuma ya no existe.

2.9 Influencia de Fases Adicionales en una Espuma

La presencia de una tercera fase puede fomentar o debilitar la estabilidad de una espuma, y en algunos casos, prevenir que esta se forme. Las espumas estables se pueden formar por mezclas de un líquido isotrópico con una fase de cristal-líquido. Las lamelas de la espuma se cubren con capas de ese cristal-líquido; la estabilidad de la espuma aumenta debido a la viscosidad de la superficie. La estabilidad de la espuma también puede ser afectada por la presencia de otras especies disueltas, ya sea una fase líquida como aceite en una espuma acuosa o sólidos finos. En estos casos si el efecto estabiliza o desestabiliza depende de varios factores. Primero, depende de si la tercer fase tiene o no, afinidad con la fase líquida y por consiguiente si tiende a acumularse en la interfase gas-líquido. Segundo, una vez que se acumuló, cualquier efecto que tenga en las propiedades interfaciales es importante.

2.9.1 Antiespumantes

Algunas sustancias reducen la estabilidad de la espuma (llamados rompedores de espumas) y otras previenen la formación de la espuma (preventores o inhibidores de espumas). Existe una amplia diversidad de estos agentes. Kerner describió cientos de formulas para inhibidores y rompedores de burbujas. En todos los casos, la causa de reducción de la estabilidad de la espuma se debe a los cambios en la interfase, estos cambios pueden ser de varios tipos.

Si a un sistema espumante se le añade cualquier sustancia soluble que pueda incorporarse en la interfase puede disminuir la estabilidad de la espuma si dicha sustancia se combina con: incremento de la tensión superficial, disminución de la elasticidad superficial, disminución de la viscosidad superficial, o disminución del potencial en la superficie. Estos efectos pueden causar por medio de un efecto de co-solubilización en la interfase o por el reemplazo, ya sea total o parcial, de los surfactantes originales en la superficie. Algunas ramas de alcoholes de alta masa molecular pueden utilizarse para este propósito. Al no ser solubles en agua tienden a ser adsorbidos en la interfase gas-líquido y desplazar el surfactante que genera la espuma y así romper o inhibir la espuma. Alternadamente, una espuma puede destruirse añadiendo un químico que reaccionará con los agentes generadores de espuma. Las espumas también pueden destruirse o inhibirse añadiendo ciertos tipos de sustancias insolubles.

2.10 Surfactantes

El término *surfactante* es una contracción del término en inglés "Surface Active Agents". Como su nombre lo dice, un surfactante es un agente de superficie o tensoactivo en la interface de las fases (Miller y Neogi, 1985). Algunos compuestos, como ácidos grasos de cadena corta, son anfifílicos o antipáticos, esto es, que tienen una parte con afinidad para el medio no-polar (cadena de hidrocarburos no polar), y una parte que tiene afinidad con el medio polar, que es el agua (grupo polar). La orientación favorable para estas moléculas está en la superficie o en la interfase así que cada parte de la molécula puede residir en el fluido para el que tenga mayor afinidad, (ver Fig. 2.7). Estas moléculas que forman monocapas en las interfaces muestran actividad en la superficie y se denominan surfactantes. Como habrá un equilibrio entre la adsorción y la desorción (debido a movimientos térmicos), la condición interfacial requiere algo de tiempo para estabilizarse. Debido al requerimiento de tiempo, la actividad superficial debe considerarse como un fenómeno dinámico.

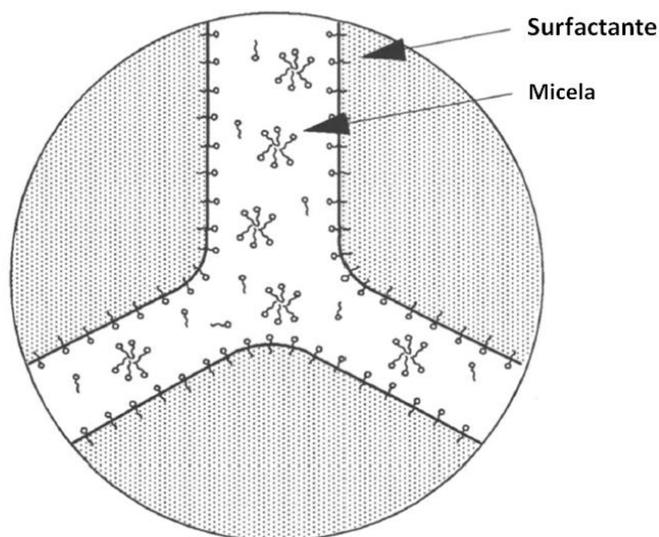


Fig. 2.7 Surfactantes en la lamela de una espuma. En la figura el tamaño de las moléculas del surfactante comparado al de la lamela de la espuma se han exagerado para propósito de la ilustración. (Schramm, 1994)

La adsorción del surfactante en la interfase provee una fuerza expansiva que actúa en contra de la tensión interfacial normal. 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. Cuando los surfactantes se concentran en una monocapa adsorbida en la superficie, la capa interfacial origina una influencia estabilizadora en películas delgadas y en espumas debido a que ambas tienen baja tensión

interfacial e incrementa la viscosidad interfacial. El incremento de la viscosidad interfacial provee una resistencia mecánica al adelgazamiento y ruptura de la película.

Los surfactantes tienen una *cabeza* y una *cola*. La *cabeza* prefiere el medio polar como el agua, mientras que la *cola* tiene afinidad con el medio no-polar, como el aceite o el aire. Como se muestra en la Fig. 2.8, algunas moléculas del surfactante son adsorbidas en la interface de aire/agua o aceite/agua y forman una monocapa. A bajas concentraciones, el resto de las moléculas del surfactante son disueltas en la solución como monómeros de surfactantes. Por encima de la concentración crítica algunas moléculas de surfactantes forman acumulaciones que son llamadas *micelas*. La concentración crítica de surfactantes a la cual las micelas son formadas es llamada Concentración Micelar Crítica, CMC. Por lo que la concentración de surfactante por encima de CMC causa únicamente crecimiento en la concentración de micelas.

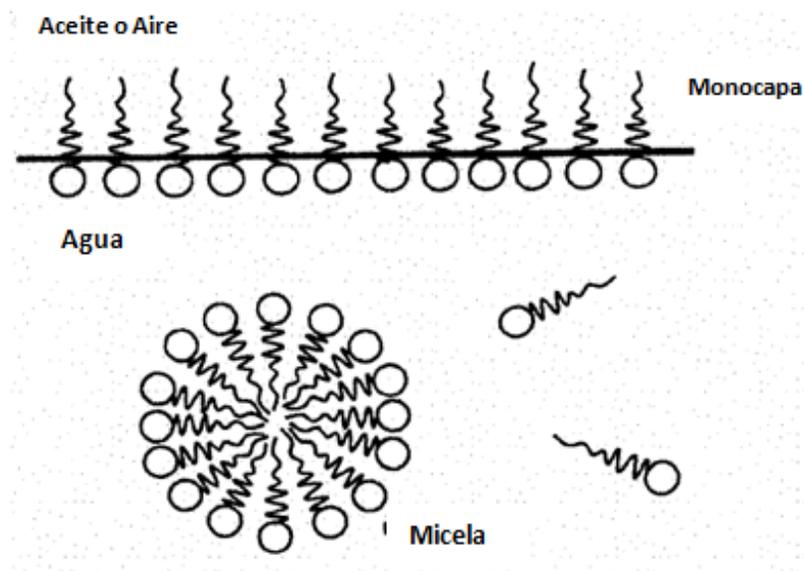


Fig. 2.8 Esquema del comportamiento de un surfactante por encima de la CMC (Tanzil, 2001)

Los surfactantes tienen funciones importantes en los procesos de Recuperación Mejorada (EOR), una de ellas es disminuir la tensión interfacial entre el aceite y el agua. Para concentraciones de surfactante menores a la CMC, la tensión interfacial disminuye significativamente al incrementar la concentración del surfactante mientras que por encima de la CMC dicho valor de la tensión interfacial 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*.

2.10.1 Importancia del Surfactante en la Espuma

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

Raza (1970) midió la resistencia del flujo de espuma a bajas concentraciones de surfactante. Cuando la concentración se incrementaba de 0.005% a 0.01% de la fase líquida, la resistencia al flujo se incrementaba drásticamente, mientras que cuando la concentración se incrementaba del 1 al 15% la resistencia de flujo disminuía. Lo anterior es ocasionado por alcanzar la CMC. El mismo comportamiento pudo observar Lee, *et al.* (1990) utilizando concentraciones de surfactante de 0.05% a 1% en núcleos de areniscas con permeabilidades de 0.4 [mD] a 300 [mD].

Treiner, *et al.* (1985) tuvieron resultados semejantes 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 pequeño.

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 observaron una reducción en la permeabilidad del gas de 3890 [mD] a menos de 1 [mD] en núcleos de arena. A mayor cantidad del gas en la espuma, la disminución de la permeabilidad al gas 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 incremento de 0.1% a 1% de la solución acuosa en núcleos de arena de Berea en un método de inyección SAG (Surfactant-Alternating-Gas).

ESPUMAS EN FRACTURAS

3.1 Fundamentos de Flujo en Medio Poroso

Un medio poroso es una matriz sólida interconectada con huecos o poros, como columnas empaquetadas de arena o rocas. Macroscópicamente, la ley de Darcy describe el flujo en un medio poroso con un número de Reynolds bajo, descrito en la siguiente ecuación:

$$\vec{u} = -\frac{k}{\mu}(\nabla p - \rho \vec{g}) \quad (3.1)$$

Esta es la ecuación de la Ley de Darcy para flujo en fase simple. Esta relaciona al flujo en el medio poroso con al gradiente de presión. El término k/μ (también representado con el símbolo λ) es la movilidad del fluido en el medio poroso. Esta incluye una propiedad macroscópica del medio poroso, la permeabilidad k y una propiedad dependiente del fluido, la viscosidad μ . La velocidad superficial u , también se conoce como la velocidad de Darcy, es el gasto de flujo volumétrico dividido entre el área transversal del medio poroso, $u = q/A$. El flujo real, sin embargo, está limitado solo por el espacio de los poros en el medio poroso. Así, la velocidad real promedio dentro de los poros, o la velocidad intersticial v , está relacionada a la velocidad superficial, $v = u / \phi$, donde ϕ es la porosidad, otra propiedad macroscópica del medio poroso.

Para flujo multifásico, la ley de Darcy se puede escribir para cada fase de la siguiente forma:

$$\vec{u}_i = \vec{v}_i \phi = -\frac{k \cdot k_{ri}(S_i)}{\mu_i}(\nabla p_i - \rho \vec{g}) \quad (3.2)$$

El término $k \cdot k_{ri}(S_i)$ es la permeabilidad efectiva del medio poroso y es producto de la permeabilidad intrínseca k y la permeabilidad relativa k_{ri} que está en función del fluido de saturación S . La movilidad de la fase i esta expresada como $\lambda_i = \frac{k \cdot k_{ri}(S_i)}{\mu_i}$.

Otro concepto importante en el flujo de espumas en un medio poroso es la presión capilar. Para las espumas, la presión capilar P_c es la diferencia entre la presión de las fases de líquido y gas. De la ecuación de Young-Laplace, la presión capilar es:

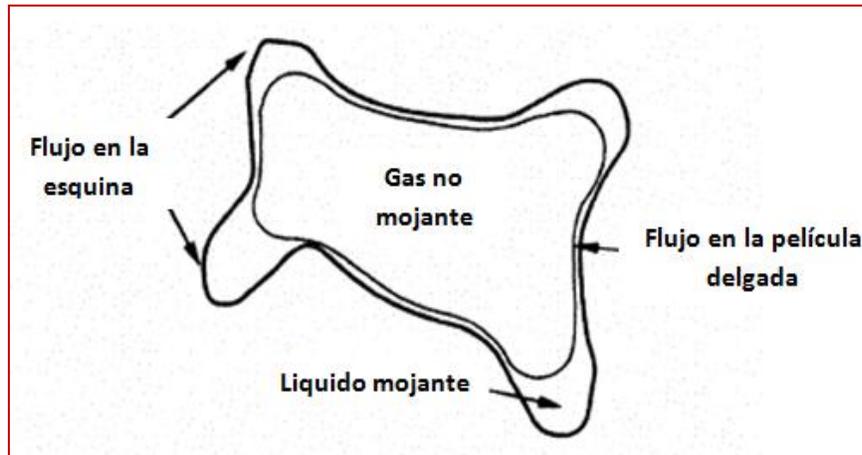
$$P_c = 2\sigma C_m + \Pi(h) \quad (3.3)$$

Donde P_c es la presión capilar, C_m es el promedio de la curvatura interfacial de la película, y σ es la tensión superficial *bulk*. Π lo introdujeron por primera vez Derjaguin *et al.* (1936), el cual es la presión de separación de la película. Π está en función del grosor de la película, h . Los valores positivos de Π reflejan fuerzas de repulsión netas de la película, si son valores negativos indica las fuerzas atractivas netas. La presión capilar depende de la saturación de líquido.

3.2 Espumas en Medios Porosos

El comportamiento de una espuma en el medio poroso está íntimamente relacionado a la conectividad y geometría del medio en el que reside. Un medio poroso tiene varias características que son importantes para el flujo de una espuma. Primero, están caracterizados por una distribución de poros interconectados a través de gargantas de poro con otro arreglo de distribución. El tamaño de la distribución del poro y de la garganta es importante para determinar la relación de tamaño que existe entre ellos. La formación de espuma y los mecanismos de destrucción en el medio poroso depende mucho de la relación de tamaño entre el poro y la garganta.

Segundo, los poros no son cilíndricos pero presentan esquinas, como se ilustra en la Fig. 3.1. Ante un espacio donde haya dos fases, un fluido mojará preferentemente las paredes del poro. El fluido mojante llenará por completo los poros más pequeños, y residirá en las esquinas de los poros ocupados por gas y en películas delgadas que cubren las paredes de los poros. Debido a las películas delgadas, el líquido en las esquinas de los poros adyacentes es contiguo con el líquido mojante en el espacio más pequeño del poro. Por lo tanto, la fase mojante permanece continua aun cuando hay bajas saturaciones. La fase no mojante reside en la porción central de los poros más grandes. Por consiguiente, la figura describe como distintas fases ocupan los poros más largos.



3.1 Vista transversal de poros esquinados. El fluido mojante permanece en los rincones del poro (Kovscek & Radke, 1994)

El tercer aspecto importante en el medio poroso es que a nivel de poro cuando los gastos de flujo son bajos y dominan las fuerzas de tensión (por ejemplo: para números capilares o de adherencia que son menores que la unidad), la presión capilar es constante, ajustados por la saturación local de la fase mojante y el valor de la tensión interfacial. Los desequilibrios locales en la presión capilar tienden a igualarse en el área interconectada de la fase mojante continua. La información de presión capilar local es transmitida hacia las lamelas de la espuma o lentes de la misma manera. Cuando el flujo es bifásico, el fluido no mojante viaja a través de los poros más grandes. El fluido mojante fluye en los canales más pequeños y en las esquinas, mientras que las capas delgadas de la fase no mojante ocupa los poros debido a los gradientes de presión en la fase acuosa y la tracción viscosa en la interface.

Cuando la longitud del poro es mucho más grande que el tamaño de las burbujas de una espuma, la espuma se denomina como espuma en bulto. Si la fracción de gas es menor, la espuma en bulto es “espuma esférica”, la cual consiste en burbujas esféricas separadas adecuadamente. Cuando la fracción de gas es alta, la espuma en bulto es llamada “espuma poliédrica” la cual consiste de burbujas en forma de poliedros separadas por películas delgadas de surfactante estabilizado llamadas lamelas.

Por otro lado, cuando el tamaño del poro es similar o menor al tamaño de las burbujas del gas disperso, las burbujas y las lamelas abarcan los poros completamente. Si hay un flujo fraccional de gas bajo, las burbujas que abarcan los poros están ampliamente espaciadas, separadas por lentes grandes de líquido mojante o también llamados puentes. Si hay flujo fraccional alto, las burbujas que abarcan los poros están en contacto directo, separadas por lamelas. Hirasaki y Lawson (1985) denotan esta morfología de contacto directo como régimen individual de lamelas.

A pesar de que la espuma en bulto y la espuma formada de lamelas individuales pueden coexistir en un principio, se ha observado con burbujas residuales de tamaños iguales o más grandes que los poros. Se ha aceptado que burbujas individuales y lamelas abarcan los poros del medio poroso provocando flujo de la espuma en ausencia de fracturas.

La Fig. 3.2 muestra esquemáticamente el flujo de una espuma en el medio poroso. El gas puede quedarse atrapado o fluir como fase continua o discontinua. En una espuma con gas discontinuo, la fase entera de gas es discontinua por lamelas, y los canales donde no hay gas son continuos para ciertas regiones. El gas es encapsulado en pequeños paquetes o burbujas por películas acuosas de surfactante estabilizado. En una espuma con gas continuo, el medio contiene algunos canales de gas interconectados que son ininterrumpidos por lamelas en distancias macroscópicas.

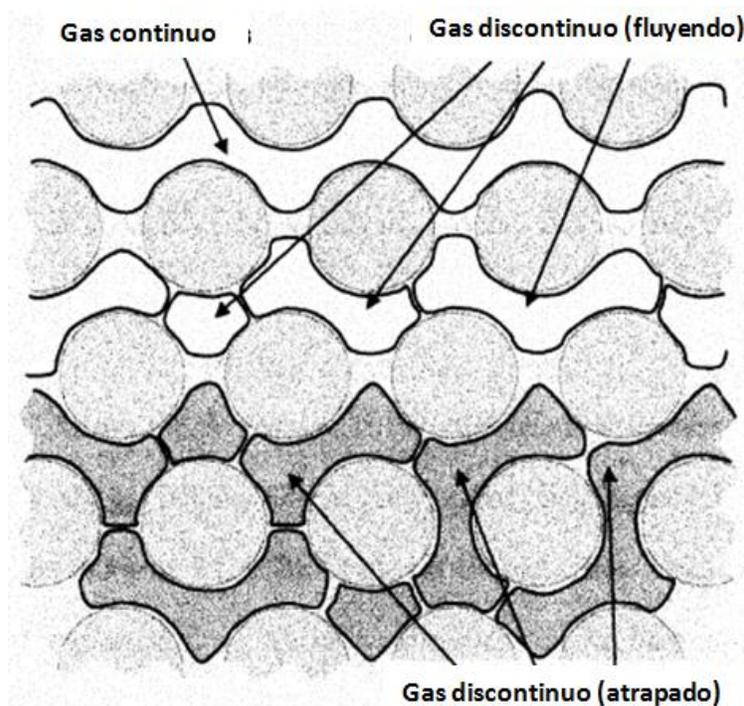


Fig.3.2 Esquema de nivel de poros de una espuma en un medio poroso (Tanzil, 2001)

Hablando en términos generales, la espuma discontinua se forma bajo la coinyección de gas y surfactante, contemplando que la saturación de la fase mojante y el gasto de flujo sean suficientes para que pueda generarse la espuma. Cuando la saturación de la fase mojante es baja, la tasa de generación de lamela se puede volver más baja que la de ruptura, y se pueden generar espacios para el flujo de gas continuo.

La figura anterior también ilustra la microestructura de la espuma durante el flujo a través del medio poroso. Debido al dominio de las fuerzas capilares, la solución mojante de surfactante fluye como una fase separada en los espacios de poro pequeños. La parte mínima del líquido mojante es transportada como si fueran lamelas. Así la permeabilidad relativa de la fase mojante no se cambia cuando hay presencia de espuma. Cuando existen tanto el gas fluyendo y atrapado, la espuma fluyente transporta en poros largos debido a que la resistencia es menor que en los espacios más pequeños. Así el atrapamiento de burbujas puede ocurrir solo en los poros de tamaño medio. La permeabilidad relativa de la espuma fluyente esta solamente en función de la saturación del gas de las burbujas fluyentes y es reducida debido a la saturación de la espuma atrapada. Las burbujas de la espuma, las cuales se mueven en la columna de canales más largos, se forman en serie como si fueran trenes. Estas usualmente se destruyen y son recreadas. Los trenes de burbujas suelen formarse por periodos de tiempo.

Rossen (1994) propuso, respecto al control de movilidad del gas, 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, que además 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 (Fig. 3.3), este a su vez definirá la curvatura de la lamela.
- b) Cuando la burbuja sea mayor que el poro (Fig. 3.4).



Fig. 3.3 Tamaño de burbuja menor que el poro



Fig. 3.4 Tamaño de la burbuja mayor que el poro

3.2.1 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 Fig. 3.5 muestra una forma en la cual un gas puede estar de manera continua en un medio poroso y en la cual fluye con mayor facilidad a través de los granos y desviando lamelas.

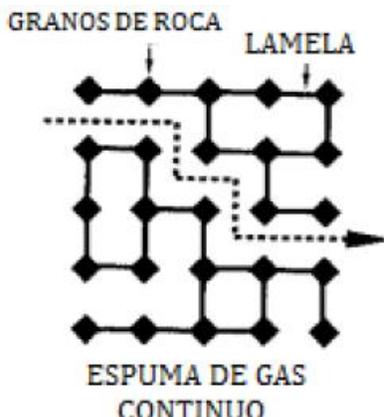


Fig. 3.5 Espuma de gas continuo (Rossen, 1994)

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.

3.2.2 Espuma de Gas Discontinuo

Se refiere a la espuma en la cual todos los caminos para el flujo de gas están bloqueados por lamelas. A diferencia de la espuma de gas continuo, no hay flujo de todo el gas, a 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. 3.6 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 y el comportamiento de la fracción que fluye es no newtoniano.

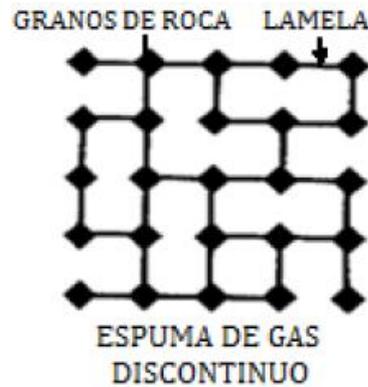


Fig. 3.6 Espumas de gas discontinuo (Rossen, 1994)

Se puede 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.

3.3 Mecanismos de Formación y Destrucción de Espumas

Como se mencionó anteriormente, la identidad de las burbujas o la aglomeración de estas no se conserva en largas distancias. La aglomeración de burbujas o *trenes* existen por periodos de tiempo. Las burbujas que componen estos *trenes* usualmente se destruyen y se vuelven a generar. Por esto es necesario conocer los mecanismos de formación y destrucción de las espumas.

3.3.1 Formación de Espumas

Existen fundamentalmente tres mecanismos de formación de espumas a nivel de poro: *snap-off*, división de lamelas y *leave-behind*. Los mecanismos de *snap-off* y división de lamelas usualmente generan espumas fuertes (gas discontinuo) mientras que *leave-behind* genera espumas débiles (gas continuo).

Mecanismo *Snap-Off*

El *snap-off* es un mecanismo muy importante para generar burbujas en el medio poroso. Ocurre de manera frecuente cuando hay flujo multifásico en el medio poroso a pesar de la presencia o ausencia de un surfactante. Por lo tanto el *snap-off* es reconocido como un proceso mecánico.

Como se muestra en la Fig 3.7, el flujo de gas entra en la garganta de poro cubierta por líquido. En ese instante, la curvatura de la interfase y la presión capilar se encuentran en los valores de entrada para estar en equilibrio. Conforme las burbujas pasan a través de la garanta de poro, la curvatura y la presión capilar en el frente de la burbuja disminuyen con la expansión de la interfase (Fig. 3.7 b).

El gradiente de presión que se desarrolla empuja al líquido del poro hacia la garganta de éste, donde se acumula como un anillo. Conforme crezca este anillo se genera el *snap-off*. La burbuja de espuma que se genera tiene un tamaño similar al del cuerpo de los poros (Fig. 3.7 c).

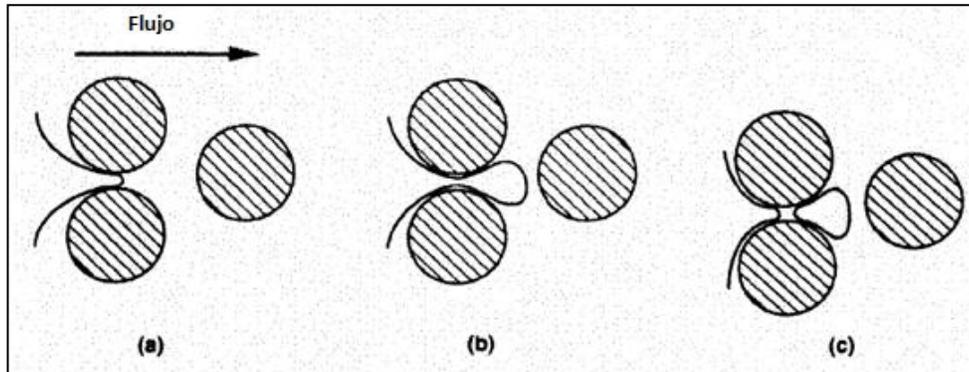


Fig.3.7 Esquema del mecanismo *snap-off* (el gas esta sombreado). (a) El gas entra en la garganta de líquido cubierta por líquido, (b) flujo de gas y formación del anillo antes del rompimiento, y (c) burbujas de líquido después del *snap-off*. (Kovscek y Radke, 1994)

Existen algunas condiciones para que se pueda generar el *snap-off*. Primero, debe existir suficiente cantidad de fase mojante (líquido). Segundo, la diferencial de presión a través de la interfase (gas/líquido) en la garganta de poro debe ser mayor que la que se encuentra en la forma original. O en otras palabras, la presión del líquido en la garganta debe ser menor que la que se encuentra en la superficie original. Efectivamente, la presión capilar en la superficie original debe ser menor que el valor crítico de p_c^{sn} (valor en el cual el mecanismo *snap-off* genera 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) $p_c^{sn} \approx \frac{1}{2} p_c^e$, esto significa que, primero se debe 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:

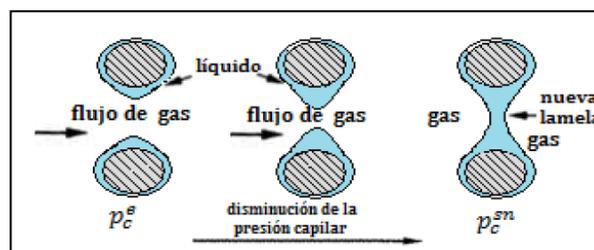


Fig.3.8 Disminución de la presión capilar para la formación de una lamela mediante el mecanismo *Snap-off*

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.

De lo anterior, es evidente que el *snap-off* depende de la saturación de líquido o, equivalentemente, de la presión capilar del medio poroso.

División de Lamelas

La división de lamelas o burbujas procede de subdividir las burbujas o lamelas de la espuma. Así, debe preexistir un movimiento de las burbujas de la espuma, esto se ilustra en la Fig. 3.9. Una burbuja de espuma encuentra un punto donde el flujo se bifurca (Fig. 3.9 a). La interfase se estira alrededor de esta rama que está dividida en dos y el flujo entra por ambos caminos, por lo tanto la burbuja inicial se parte en dos (Fig. 3.9 b).

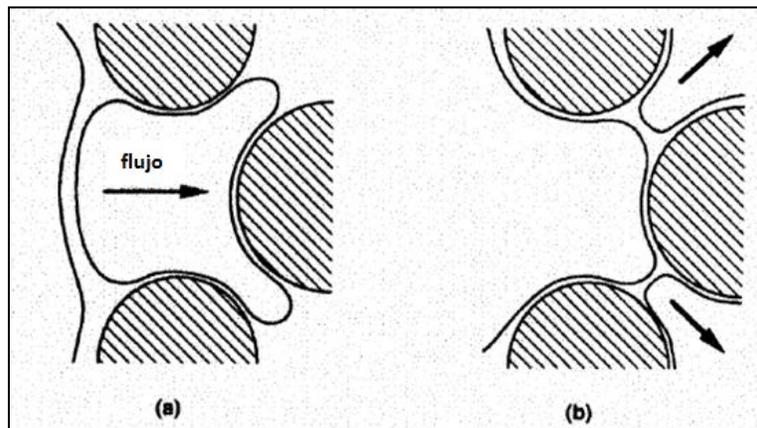


Fig.3.9 Esquema del mecanismo de división de lamelas. La lamela fluye de izquierda a derecha. (a) La burbuja de gas se aproxima a la zona ramificada. (b) División de las burbujas de gas. (Kovscek & Radke 1994)

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

Los parámetros más importantes que rigen 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 solo fluiría a través de uno de los dos caminos de la zona bifurcada. 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 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).

Leave Behind

Los dos mecanismos anteriores generan espumas fuertes mientras que *Leave Behind* genera espumas débiles. La Fig. 3.10 ilustra el tercer mecanismo para generar espumas. El *leave behind* comienza cuando dos meniscos de gas invaden un medio poroso saturado de líquido (Fig. 3.10 a). Un lente es dejado mientras que los dos meniscos convergen. Mientras que la presión capilar no sea muy alta en el medio poroso, y el gradiente de presión no sea muy grande, surge un lente estacionario (Fig. 3.10b). Posteriormente, estos lentes pueden generar una película delgada. 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 para pasar por ellas.

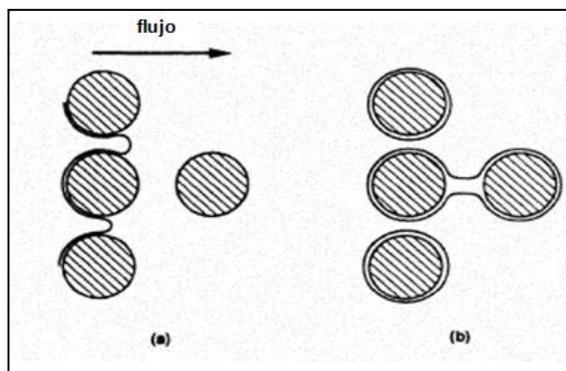


Fig. 3.10 Esquema del mecanismo *Leave-behind*. (a) Invasión de gas y (b) lamelas estables. (Kovscek & Radke, 1994)

El número de lamelas creadas es muy grande. 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.

Los lentes creados por *leave-behind* están orientados paralelamente a la dirección del flujo (por ejemplo, el flujo a nivel de poro que se crea en ellos), y no hace que la fase de gas sea discontinua. Si el

mecanismo de *leave-behind* es la única forma para generar lentes o lamelas, entonces se genera una espuma de gas continuo.

La Fig. 3.11 ilustra los flujos de gas que entran a un medio saturado completamente por líquido y como se forman las lamelas mediante los flujos adyacentes, este esquema solo es mostrado en dos dimensiones, por lo que si lo llevamos en un esquema de tres dimensiones, el número de lamelas creadas se eleva significativamente.

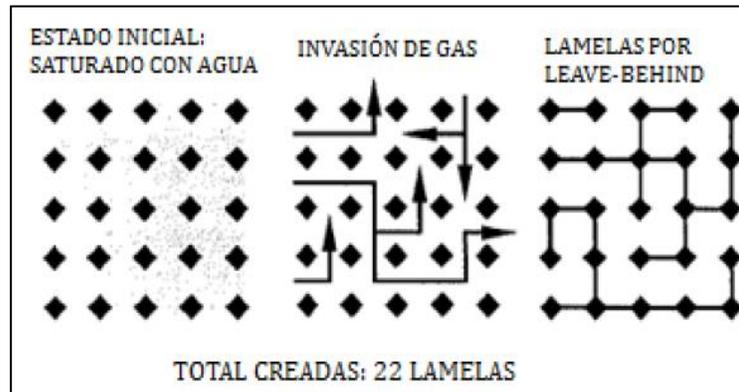


Fig. 3.11 Esquema en 2D del mecanismo *Leave-Behind* (Rossen, 1994)

3.3.1.1 Formación de Espumas en un Medio Artificial

En la industria se han utilizado varios métodos para generar espuma en un medio no poroso. Esto ha permitido que se generen espumas en superficie o dentro de la tubería de inyección y tener control sobre las características de dicha espuma como la calidad, reología, gastos, entre otras. Algunos de los generadores de espumas utilizados sirven como medio para incrementar la turbulencia de los flujos, como un estrangulador o un medio poroso artificial, tal es el caso de los llamados generadores estáticos.

3.3.2 Destrucción de Espumas

A menudo con la generación de espumas viene asociada la necesidad de destruirlas. Se han descubierto dos mecanismos de destrucción de espumas o coalescencia: succión capilar y difusión de gas.

Succión Capilar

La coalescencia provocada por la succión capilar es fuertemente afectada por la formulación del surfactante. Las lamelas delgadas no son termodinámicamente estables y su existencia se debe al exceso de presión capilar dentro de las películas del líquido, las cuales son principalmente interacciones intermoleculares. Esto se puede describir como la presión de ruptura π , la cual es el efecto combinado de las fuerzas de atracción y repulsión dentro de la lamela (Miller & Neogi, 1985). π está en función del grosor de la película, cuando es positivo, las fuerzas de repulsión dominan; cuando es negativo, las fuerzas de atracción están señaladas. Si hay ausencia de surfactante la presión de ruptura π es negativa, lo que demuestra que las fuerzas de atracción de Van der Waals son las que dominan. Así la lamela colapsará inmediatamente. Por el contrario, cuando un surfactante es absorbido por la interfase gas/líquido, la lamela puede estabilizarse. Los factores principales para determinar los efectos de estabilización son la concentración de surfactante, estructura del surfactante y el contenido iónico de la solución acuosa.

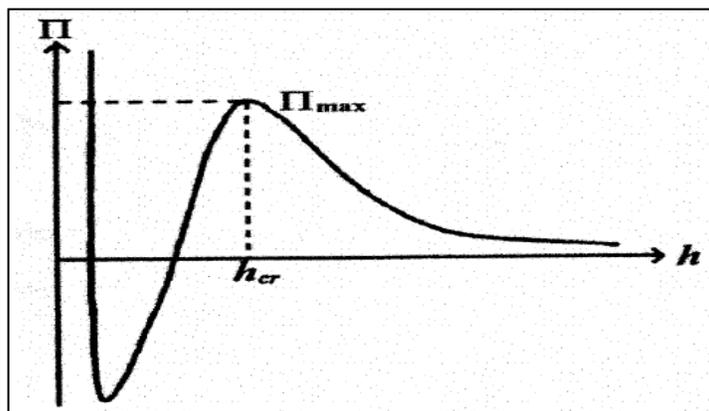


Fig. 3.12 Curva de presión de ruptura π donde la película delgada es estable, h_{cr} es el grosor crítico de la película correspondiente a la máxima presión de ruptura π_{max} (Kovscek & Radke, 1994)

Como se muestra en la gráfica anterior, por medio de varios experimentos se lograron determinar que la gráfica de la presión de ruptura contra el grosor de la lamela es en forma de “S” justo como lo es la isoterma de presión-volumen de un gas real y un líquido. Cuando la película es estática está en equilibrio en la superficie de la interfase, la presión de ruptura es igual a la presión capilar. La presión capilar en una espuma depende de la saturación de la fase mojante. Al aplicarse un proceso de drene o inyección de gas, la saturación de líquido disminuye y provoca el incremento de la presión capilar.

Así, el grosor de la película de la lamela disminuye hasta que se alcanza π_{\max} . Cuando la presión capilar crece más allá de la π_{\max} la película se rompe.

El comportamiento de coalescencia de las burbujas de espuma que están en movimiento es más complicado que el de la lamela estática. La Fig. 3.13 muestra una lamela delgada en movimiento la cual se estira y se aplasta mientras pasa por la garganta de un poro a otro. Lo anterior causa que el grosor de la película oscile entre los valores de equilibrio como si se comportara de forma estática y cuando pasa por el cuerpo del poro se extiende ocasionando la disminución del espesor y probablemente su coalescencia. Una lamela delgada con superficie móvil se romperá durante el estiramiento si su grosor disminuye por debajo del grosor crítico de la película h_{cr} (Jiménez & Radke, 1996, Singh *et al.* 1997). Por consiguiente una película delgada en movimiento podría romperse estando en una presión capilar límite p_c^* , la cual es menor que la máxima presión de ruptura π_{\max} . En otras palabras, las lamelas en movimiento tienen menor estabilidad que las estáticas.

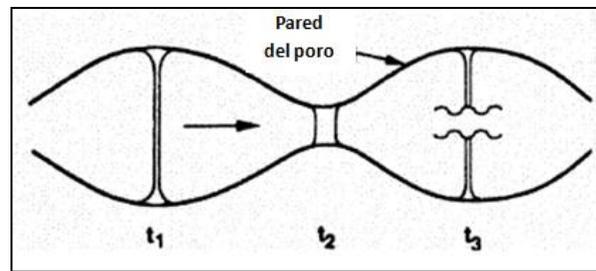


Fig. 3.13 Lamela a través de una garganta de poro (Kovscek & Radke, 1994)

Cuando la lamela se estira en el poro puede causar reducción en la concentración de surfactante y un incremento en la tensión superficial si el surfactante se transporta lentamente hacia la superficie de la lamela. Así el líquido puede drenarse de la región de baja hacia la región de alta tensión superficial por el flujo de la superficie; por lo que esto afectaría el adelgazamiento de la lamela.

Singh, Hirasaki y Miller (1997) encontraron que cuando la superficie de la película está inmovilizada por surfactantes, las lamelas en movimiento pueden ser más estables que las estacionarias. Para este caso, los trenes de lamelas cambiarían de caminos hacia la ruptura de lamelas estacionarias y se generarían nuevos caminos de menor resistencia. Este podría ser la mejor manera de fluir de una espuma cuando se desea que contacte el mayor espacio poroso posible con una espuma de gas continuo. Cuando la película está en movimiento, las lamelas estacionarias pueden ser más estables que las que están en movimiento. Debido a lo anterior la selección del surfactante es muy importante para la estabilidad de una espuma en un medio poroso.

Difusión del Gas

El segundo mecanismo de coalescencia de una espuma en un medio poroso, es la difusión del gas, el cual se refiere a las burbujas atrapadas y estancadas. Para las burbujas de espuma atrapadas, el gas en la zona cóncava de la burbuja tiene mayor presión capilar que el que se encuentra en la zona convexa. Debido a la diferencial de presión el gas disuelto en la capa de líquido se escapa por difusión desde la zona cóncava hacia la convexa. La película se mueve hacia la garganta de poro y la curvatura de la lamela disminuye. En un medio poroso, la coalescencia por difusión de gas toma lugar cuando dos lamelas alcanzan la misma garganta de poro. Esto está en función de la dimensión del poro y su localización en el espacio poroso. El mecanismo de difusión de gas es de menor importancia que el mecanismo de succión capilar en la coalescencia de una espuma en un espacio poroso.

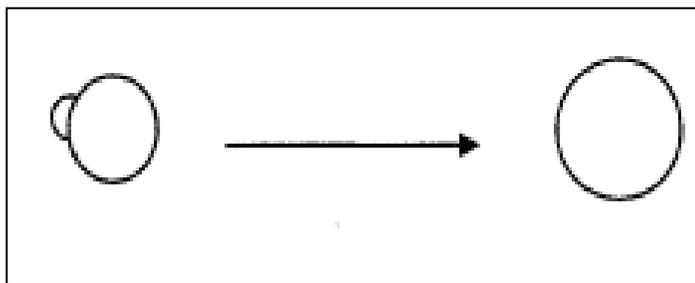


Fig. 3.14 Mecanismo de Difusión de Gas

3.4 Efectos del Aceite en Espumas

Debido a que los proyectos de Recuperación Mejorada (EOR) se hacen en medios porosos que contienen aceite, es muy importante entender como se ve afectada la estabilidad de la espuma por el hidrocarburo.

Cuando la solución surfactante viene en contacto con el aceite durante el flujo en el medio poroso, el aceite se emulsifica. La Fig. 3.15 muestra las gotas emulsificadas de aceite dentro de la red capilar. El aceite se ha drenado de la película delgada de la espuma y queda atrapado en los bordes de Plateau.

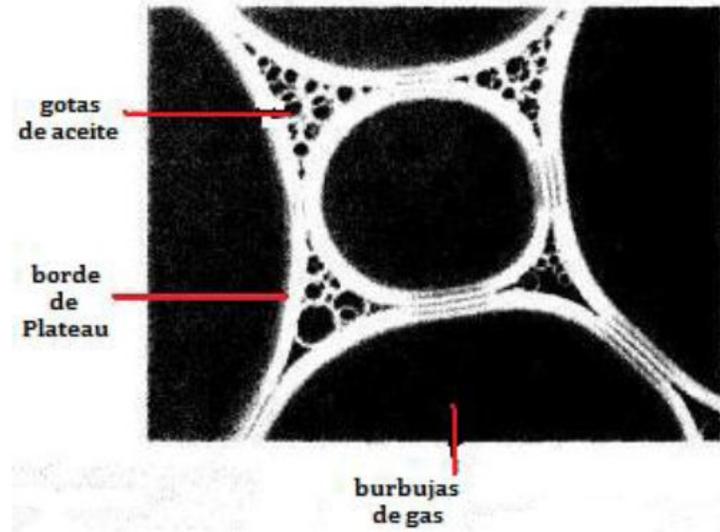


Fig. 3.15 Fotografía en dos dimensiones que muestra una espuma que contiene gotas emulsificadas de aceite que se drenaron desde las películas de la espuma hacia el interior de los bordes de Plateau (Wasan, Koczó y Nikolov, 1994)

Bajo la presión capilar dentro del borde de Plateau, las tres fases (gas, agua y aceite) vienen en contacto y se forman tres tipos de películas (ver Fig. 3.16): película de espuma entre las burbujas; película de emulsión entre las gotas de aceite; y película de pseudoemulsión entre las gotas de aceite y la fase gaseosa (burbujas), que es asimétrica a la película de aceite-gas-agua.

Para que el aceite rompa la espuma, las gotas deben de entrar en la superficie acuosa. Robinson y Woods (1948) definieron el Coeficiente de Entrada, el cual es un indicador de que la gota ha logrado entrar, la ecuación es:

$$E = \gamma_{GW} + \gamma_{OW} + \gamma_{GO} \quad (3.4)$$

donde $\gamma_{GW}, \gamma_{OW}, \gamma_{GO}$ son las tensiones interfaciales respectivas del gas-agua, aceite-agua y gas-aceite.

Cuando E es positivo, existe entrada. E puede tener valores diferentes al principio hasta que los fluidos alcanzan un equilibrio.

Si la gota entra en la interfase, debe considerarse el *Coeficiente de Propagación S* de aceite en el agua, el cual se definió por Harkins (1941) como:

$$S = \gamma_{GW} - \gamma_{OW} - \gamma_{GO} \quad (3.5)$$

Si $S > 0$, el aceite puede propagarse, la interfase se expande y esto genera el adelgazamiento de la película de líquido (lamela) por lo que esta puede romperse.

Además de considerar el coeficiente de propagación S , se debe considerar el *Coficiente de Puenteo*, el cual está definido como:

$$B = \gamma_{GW}^2 + \gamma_{OW}^2 - \gamma_{GO}^2 \quad (3.6)$$

Siempre que $S < 0$, tanto que las gotas de aceite formen lentes en la superficie de gas-agua en vez de propagarse, la espuma se puede volver inestable cuando la gota haya entrado en la superficie esto causaría que cruce la película, con tal de que $B > 0$.

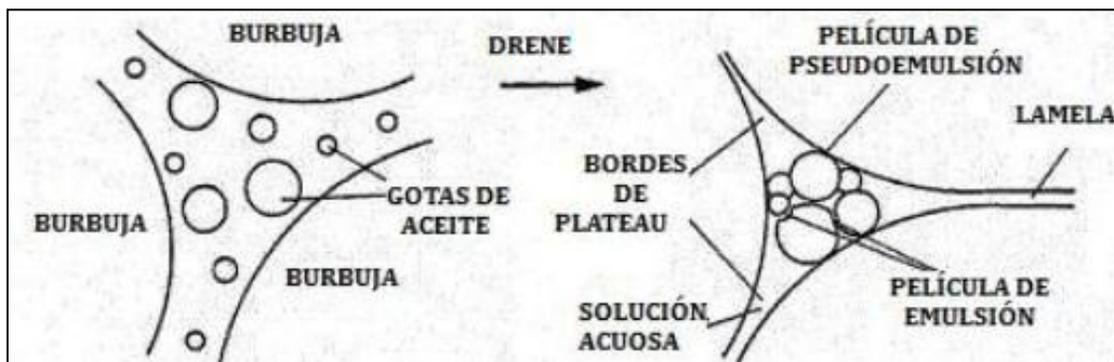


Fig. 3.16 Espuma Acuosa, Películas de Emulsión, Pseudoemulsión y bordes de Plateau que contienen gotas de aceite. (Wasan, Koczko y Nikolov, 1994)

El efecto de la emulsión de aceite en espumas está conectado con la configuración de aceite a la fase acuosa y de gas. Wasan, Koczko y Nikolov (1994) propusieron la siguiente configuración (Fig. 3.17):

- La configuración inicial es cuando una gota de aceite no tiene interacción con la superficie de gas-líquido. El coeficiente de entrada es menor a cero ($E < 0$).
- Si la gota de aceite interactúa con la superficie de gas-líquido, las gotas se deforman y se separan por la película de pseudoemulsión de la fase gaseosa. El coeficiente de entrada es menor que cero si esta en reposo. Podría ser mayor a cero si se encuentra en un estado meta-estable.
- Si la película de pseudoemulsión se rompe, la gota de aceite entra a la superficie, y se forma un lente de aceite en la superficie de la solución. Para este caso, el coeficiente de entrada es mayor que cero pero el coeficiente de propagación es menor a cero.
- Se puede desprender una capa de aceite en la superficie de la solución. En ese instante, el coeficiente de propagación es igual a cero.

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 ya que permitirá que la espuma se forme con mayor facilidad y permanezca estable.

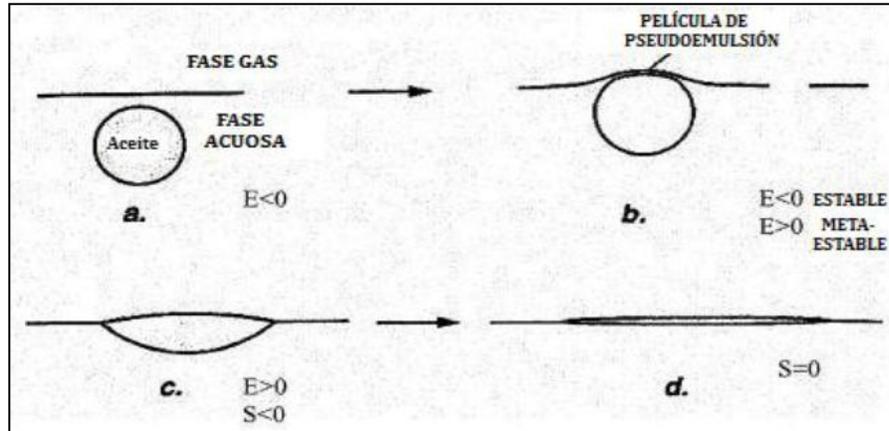


Fig. 3.17 Configuraciones del aceite en la interfase del gas y solución acuosa. (a) Gota de aceite dentro de la solución; (b) gota de aceite en la superficie separada por la película de pseudoemulsión de la fase gaseosa; (c) lentes de aceite; (d) capa de aceite en la superficie de la solución (Wasan, Koczko, y Nikolov, 1994)

3.5 Flujo de Espumas en Tubos Capilares

Hirasaki y Lawson (1985) construyeron un modelo conceptual de que el medio poroso natural es una serie de capilares interconectados de distintos tamaños y formas.

3.5.1 Viscosidad Aparente

El gas tiene una viscosidad muy baja comparada a la del agua o el aceite. Sin embargo, cuando el gas es una fase dispersa, como en una espuma, la viscosidad se incrementa considerablemente, por ejemplo, su movilidad se reduce bastante. Hirasaki y Lawson describen por medio de un modelo matemático la viscosidad aparente en un tubo capilar para burbujas lo suficientemente grandes para que viajen secuencialmente a través del tubo. Encontraron que la variable más importante en afectar la viscosidad aparente de la espuma en tubos capilares lisos y uniformes es la textura o tamaño de la burbuja, la cual determina el número de interfaces por unidad de longitud. Los cambios dinámicos en estas interfaces influyen de manera considerable la viscosidad aparente, la cual es la suma de tres mecanismos que se muestran en la Fig. 3.18:

- 1) Baches de líquido entre las burbujas de gas.
- 2) Fuerzas viscosas y capilares que originan la deformación de la interfase ante la fuerza restauradora de la tensión superficial. Las curvaturas del frente y parte trasera de una burbuja en movimiento generan la caída de presión necesaria para que la burbuja se mueva.
- 3) Barrido del surfactante para que se acumule en la parte trasera de la burbuja y se reduzca al frente de esta, lo cual causaría que el gradiente de tensión superficial resista el flujo.

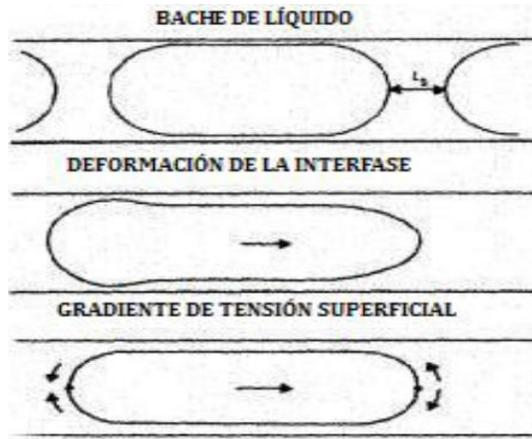


Fig. 3.18 Mecanismos que afectan la viscosidad aparente en capilares suaves. (Hirasaki & Lawson, (1985)

La ecuación que determinaron Hirasaki y Lawson para el primer mecanismo que afecta la viscosidad aparente, baches de líquido en tubos capilares, es:

$$\mu_{app}^{liq} = \mu L_s n_L \quad (3.7)$$

donde μ es la viscosidad del líquido, L_s es la longitud del bache de líquido y n_L es el número de lamelas equivalente por unidad de longitud.

Dependiendo del tamaño del bache de líquido, la configuración de las burbujas dentro del tubo capilar pueden estar como se muestra en la Fig. 3.19. La expresión para la pérdida de presión dinámica a través de una burbuja de gas es:

$$\Delta p_{dinámica} = 2.26 \left(\frac{\sigma}{r_c} \right) \left(\frac{3\mu^{liq} U}{\sigma} \right)^{2/3} \left[\left(\frac{r_c}{R} \right)^2 + 1 \right] \quad (3.8)$$

Donde U es la velocidad de la burbuja, σ es la tensión superficial, r_c es el radio de curvatura de la interfase gas-líquido y R es el radio capilar.

Desarrollaron una ecuación para la viscosidad aparente tomando en cuenta el gradiente de tensión superficial, la cual quedo como:

$$\mu_{app}^{grad} = (\mu n_L R)(3\mu U/\sigma)^{-1/3} \sqrt{N_s} \frac{(1-e^{-N_L})}{(1+e^{-N_L})} \tag{3.9}$$

Donde N_L es la longitud adimensional de la porción de película delgada de la burbuja y N_s es el número adimensional del efecto del gradiente de tensión superficial. El valor de N_L describe el grado de movilidad de la interfase. La relación entre los dos números adimensionales, es:

$$N_L = \frac{-2L_B}{(P)_c(3\mu U/\sigma)^{1/3} r_c \sqrt{N_s}} \tag{3.10}$$

donde $(P)_c$ es un coeficiente y L_B es la longitud de la lamela perteneciente a la burbuja.

Cuando N_L es grande, μ_{app}^{grad} es independiente del valor exacto de N_L , por lo que el valor de N_s puede obtenerse. El valor del coeficiente $(P)_c$ se puede calcular cuando N_L es pequeño.

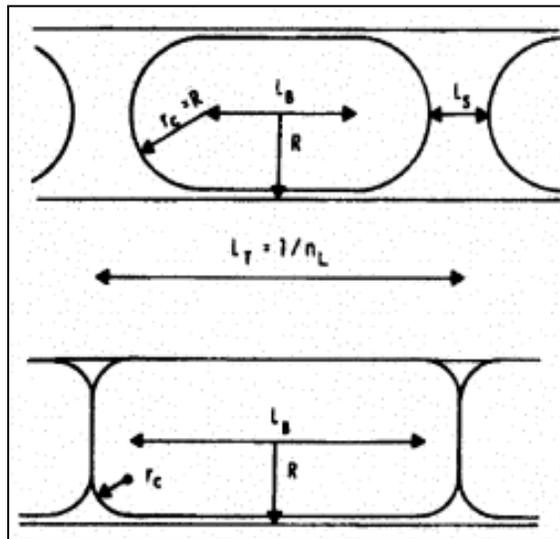


Fig. 3.19 Configuración de la burbuja cuando están separadas y cuando se encuentran en contacto. (Hirasaki & Lawson, 1985)

Después de realizar varios experimentos del flujo de espumas en tubos capilares, Hirasaki y Lawson llegaron a las siguientes conclusiones:

- La textura de la espuma (medición del volumen de burbujas) es un parámetro clave para determinar si la espuma se encuentra en bulto o es una cadena de burbujas que están separadas por lamelas.
- La dependencia de la viscosidad aparente al radio capilar a 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 es proporcional al radio equivalente de la burbuja elevado a -2.0 para radios de burbuja menores al radio capilar y a 3.0 para radios que son mayores al radio capilar.
- La dependencia de la viscosidad aparente a la velocidad es proporcional a la velocidad elevada a $-1/3$ cuando la espuma esta en bulto o la velocidad es menor para lamelas individuales, y a la velocidad elevada a $-2/3$ para lamelas individuales a gran velocidad.

3.6 Efecto de la Heterogeneidad en el Flujo de Espumas

Las espumas se utilizan en métodos de Recuperación Mejorada para cambiar la movilidad del gas en un yacimiento. En un principio el campo la zona es heterogénea y multidimensional. Se ha identificado que la movilidad del gas es reducida en zonas de alta permeabilidad y todo lo contrario en zonas de baja permeabilidad. La razón de esto es que la estabilidad de la espuma es mayor en zonas de alta permeabilidad. Khatib *et al.* propusieron un nuevo concepto denominado mecanismo de presión capilar crítica o límite, el cual se describe a continuación.

3.6.1 Importancia de la Presión Capilar en Espumas en Bulto

Tomando en cuenta la teoría de Derjaguin-Ladau-Verwey-Overbeek (DLVO), cuando está presente la interfase gas/líquido, las moléculas de surfactante iónico de una solución acuosa se adsorbe en la interfase, originando superficies cargadas. El traslape de campos eléctricos de estas capas cargadas imparte estabilidad a la lamela de la espuma. La repulsión de la doble capa equilibra las fuerzas de Van der Waals y la presión capilar, lo que acciona la fuerza de las superficies cargadas cerca una de otra y desestabiliza el sistema. Conforme crece la presión capilar, disminuye el trabajo requerido para romper la película. Por lo tanto, la presión capilar puede jugar un rol importante para determinar la estabilidad de la espuma fuera del medio poroso. Khristov *et al.* (1988) presentaron el concepto de *presión capilar crítica* en la cual el tiempo de vida de las lamelas es extremadamente corto. La presión

capilar crítica varía con el tipo de surfactante, por ejemplo, el tipo, concentración de surfactante y electrolito.

La presencia de sales puede ser buena o mala para la estabilidad de espumas en bulto. De la teoría de DLVO, cuando los niveles de electrolito altos, la longitud sobre la que el campo eléctrico de las capas de surfactante cargado suele ser corta y las fuerzas de repulsión son débiles. Pero este efecto puede contrarrestarse debido a que las sales se elevan a la concentración de las superficie del surfactante en la interface gas/líquido (Nillson, 1957).

3.6.2 Presión Capilar Limitante para Espumas en Medio Poroso

La estabilidad de las espumas en un medio poroso también podría depender de la presión capilar. Pero en el medio poroso, no todas las lamelas coalescen con la presión capilar crítica. En cambio, debido a que las lamelas se generan por convección o *in situ*, la presión capilar se incrementa por encima de la presión capilar limitante donde se genera una espuma más fuerte o se alcanza el flujo de gas fraccional. Con la disminución de la movilidad de gas o el incremento en el flujo fraccional de gas, la presión capilar se mantiene en el valor límite. Mientras que la textura de la espuma permanece constante o se vuelve más gruesa respectivamente.

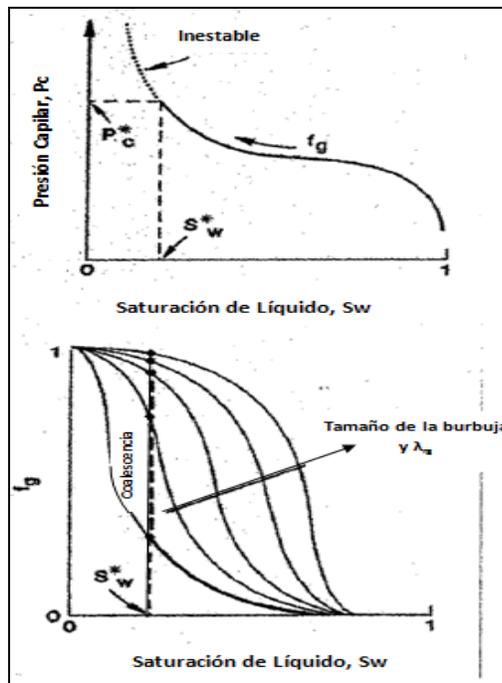


Fig. 3.20 Curvas de Presión Capilar y flujo fraccional operando en un desplazamiento bidimensional (Khatib, Hirasaki, Falls, 1988)

De la figura 3.20, si la presión capilar durante el desplazamiento de una espuma puede no exceder el valor límite P_c^* , debido a la estabilidad de las lamelas, entonces la saturación del líquido debe ser mayor o igual que la saturación del líquido correspondiente, S_w^* , ya que la presión capilar está en función de la saturación. Supongamos que el gas y el líquido están fluyendo como una espuma con burbujas de tamaño constante a cierta velocidad del gas. En lo que se alcanza el flujo fraccional del gas, la saturación de líquido disminuye hasta que se llega al valor límite S_w^* (αP_c^*). Si el flujo fraccional de gas se incrementa posteriormente, la textura de la espuma debe engrosarse para prevenir el valor límite de la presión capilar.

3.6.3 Comportamiento de una Espuma en un Medio de Baja Permeabilidad

Para Khatib, Hirasaki y Falls (1988), la presión capilar es una función decreciente del flujo de gas y de la permeabilidad. Así por debajo de cierta permeabilidad, la presión capilar limitante se vuelve menor que la presión capilar de entrada, como se muestra en la Fig. 3.21. Cuando la presión capilar es menor que la presión capilar de entrada, implica que las lamelas de la espuma que esta fluyendo no son estables y se coalescerán. Si la espuma fluyente coalesce, el gas fluirá como una fase continua o lamelas en movimiento que durarán muy poco tiempo.

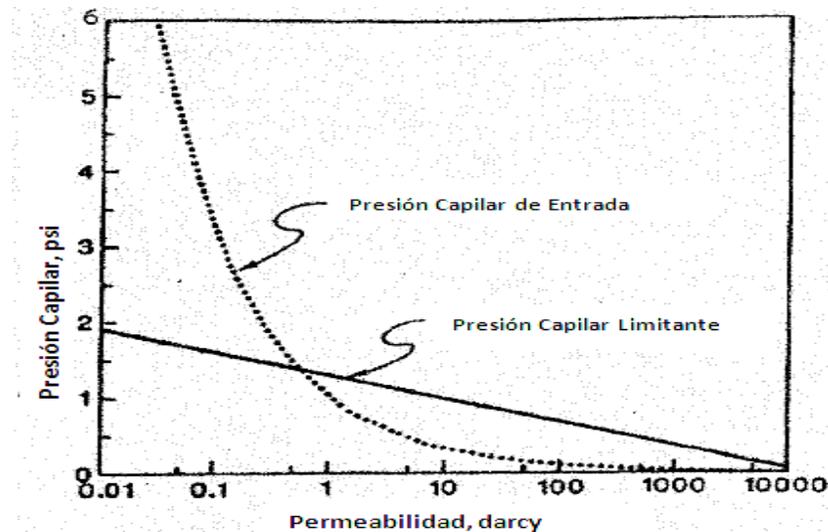


Fig. 3.21 Relación entre la presión capilar de entrada, presión capilar limitante y permeabilidad (Khatib, Hirasaki, Falls, 1988)

En la Fig. 3.22, Khatib y Hirasaki (1988) especulan en las consecuencias que el gas que fluye en fase continua en zonas donde la permeabilidad es menor que la permeabilidad a la cual la presión capilar limitante es igual a la presión capilar de entrada. La presión capilar limitante se aplica a la estabilidad dinámica de las lamelas fluyentes. Las lamelas estacionarias, en contraste, tienen velocidad nula y así

se puede esperar que sean estables en presiones capilares que excedan la presión capilar limitante para una película fluyente. Es de suponerse que las lamelas estacionarias bloquean algunos poros saturados por gas por lo que la movilidad relativa del gas se reduce y el gas en movimiento fluye como fase continua. Como consecuencia, la movilidad del gas debe tener cierta dependencia de la permeabilidad, como se muestra en la línea bien marcada de la Fig. 3.27. Esta explica porque el efecto de reducción de movilidad de la espuma es mejor en regiones de alta permeabilidad que en zonas de permeabilidad baja.

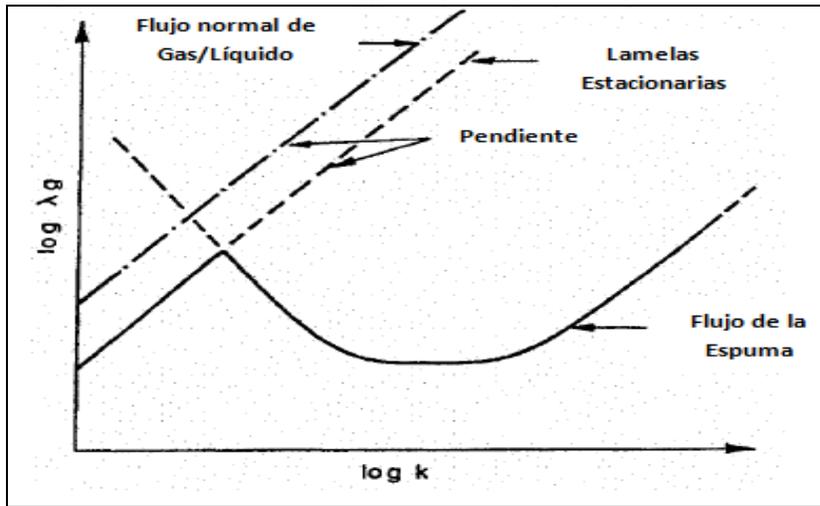


Fig. 3.22 Correlación entre la movilidad de la espuma y la permeabilidad (Khatib, Hirasaki, Falls, 1988)

3.6.4 Flujo de Espumas en Medios Porosos Homogéneos

Dentro de la roca, gran parte del líquido viaja en forma separada del gas y una pequeña cantidad lo hace con la fase gaseosa en forma de lamelas y en los bordes de Plateau. Cuando hay 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 3.11, donde la permeabilidad relativa al agua (líquido) en presencia de la espuma (k_{rw}^f) es la misma como si esta estuviera ausente (k_{rw}^o).

$$k_{rw}^f = k_{rw}^o(S_w) \tag{3.11}$$

La espuma afecta la movilidad de 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 predecir la movilidad de dicho gas en presencia de espuma.

La movilidad del gas en presencia de espuma depende ampliamente de la textura de esta. 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 de aglomeración” 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 la conservación, en el cual la velocidad de cambio de textura depende de la entrada, salida, creación, coalescencia y entrampamiento de la espuma.

Raza *et al.* (1970) obtuvieron la permeabilidad relativa de 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 (ec.3.12) conociendo parámetros como el gasto total, área transversal y la caída de presión.

$$\lambda_r = \frac{\lambda}{r} = \frac{1}{k} \left(\frac{q_t}{A} \right) \left(\frac{\nabla p}{L} \right) \quad (3.12)$$

Donde: λ , movilidad relativa; k , permeabilidad absoluta; q_t , gasto total; A , Área transversal y L , longitud del núcleo.

Heller *et al.* (1985) determinaron el comportamiento de la movilidad relativa para espumas de CO_2 a diferentes calidades, por lo que muestran que la movilidad aumentara conforme lo hace la velocidad de desplazamiento como se muestra en la Fig. 3.23.

Se sabe que en la movilidad de la espuma es importante el tamaño de burbuja, por lo que en los experimentos que se realicen se debe considerar el conocimiento de la textura de la espuma, desafortunadamente los cambios en la textura son espontáneos.

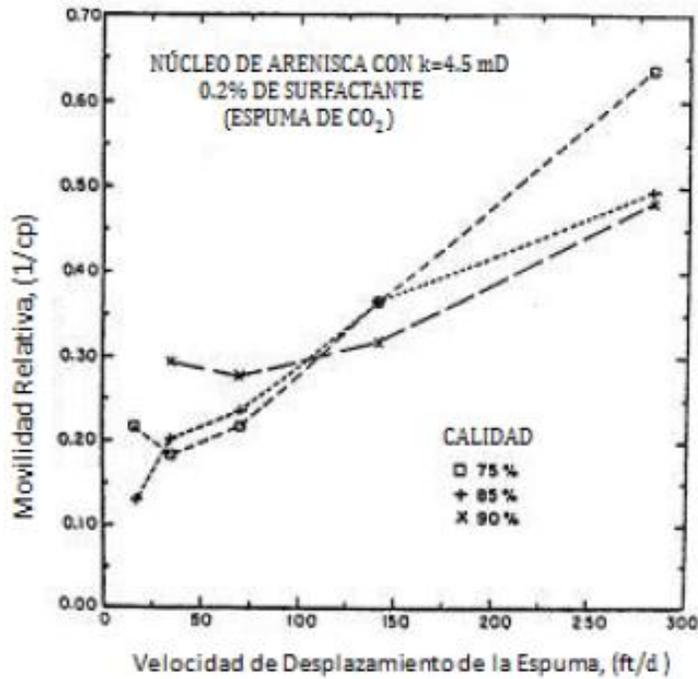


Fig. 3.23 Movilidad relativa para espuma de CO_2 Heller y colaboradores, 1985)

Falls *et al.* (1989) encontraron que a bajos ∇p , la mayoría de núcleos se llenaron de burbujas atrapadas y la espuma inyectada formo un tren de burbujas a través de un camino tortuoso.

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

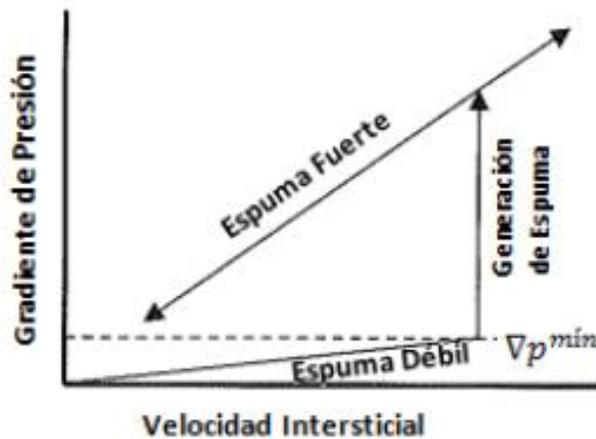


Fig. 3.24 Relación entre el gradiente de presión y la velocidad intersticial (Gauglitz *et al.*, 2002)

En la Fig. 3.24 se muestran las condiciones bajo las cuales se pueden formar espumas débiles o fuertes dependiendo de (∇p^{min}) , es una forma que el gradiente de presión nos determine un tipo de espuma dentro del medio. Gauglitz y colaboradores (2002) determinan la relación (∇p^{min}) con la permeabilidad y la manera que influye en la estabilidad de la espuma.

3.6.5 Flujo de Espumas en Medios Porosos Heterogéneos

Se han hecho distintos experimentos para conocer las características de la espuma para mejorar la eficiencia de barrido en zonas con distintas permeabilidades. Algunos de estos estudios utilizan inyección de gas y otros inyección de soluciones acidas para mejorar la permeabilidad.

Casteel y Djabbarah (1988) utilizaron el proceso de alternar agua y gas para formar la espuma y vieron que la espuma se generaba en zonas más permeables pudiendo desviar el CO_2 hacia la zona menos permeable. Otros investigadores como Llave (1990), Zerhoub (1994) entre otros, obtuvieron resultados similares al demostrar la desviación de la espuma. Todos estos experimentos se hicieron en núcleos paralelos, considerando solamente el medio poroso donde no había contacto capilar, por lo que no había flujo transversal.

Yaghoobi *et al.* (1996) utilizaron un modelo cilíndrico corto para estudiar el contacto capilar. Observaron la reducción de la movilidad en la zona de alta permeabilidad y la llamaron Reducción de Movilidad Selectiva ("SMR" por sus siglas en inglés).

Siddiqui *et al.* (1997) investigaron las características de desviación de la espuma en núcleos de areniscas con permeabilidades distintas. Encontraron que el comportamiento de desviación dependía fuertemente de la diferencia de permeabilidad, calidad y flujo total de la espuma.

Bertin *et al.* (1999) estudiaron la propagación de la espuma en un medio poroso heterogéneo anular. Los experimentos se realizaron con y sin flujo transversal dentro de las zonas porosas. Observaron que las espumas que iban al frente se movían a la misma velocidad en los dos medios porosos como si hubiera contacto capilar. Por otro lado, cuando se restringió el flujo cruzado debido a la presencia de zonas impermeables entre las capas, el gas fue bloqueado en la zona de alta permeabilidad y se desvió hacia el núcleo con menor permeabilidad.

Osterloh y Jante (1992) identificaron dos regímenes de flujo de espuma: uno de alta calidad (flujo fraccional de gas) en el cual el gradiente de presión estático era independiente del gasto de gas; y el régimen de baja calidad, en el cual el gradiente de presión estático era independiente del gasto de

líquido. En cada régimen el comportamiento de la espuma es manejado por un solo mecanismo: en altas calidades por presión capilar y coalescencia (Osterloh y Jante, 1992), y a bajas calidades por atrapamiento de burbujas y movilización (Cheng *et al.*, 2000). Cheng *et al.* (2000) encontraron que la desviación de la burbuja es sensible a la permeabilidad en el régimen de calidad alta e insensible a la permeabilidad en el régimen de calidad baja. Pero en el régimen de baja calidad el efecto perjudicial sobre la desviación debido al flujo cruzado es mucho menor.

Nguyen *et al.* (2003) realizaron experimentos para estudiar la desviación de la espuma inducida por un fluido en núcleos aislados con doble capa y comunicación capilar. Encontraron que existía un umbral de inyección de calidad de espuma donde ésta ya no invadía la zona de baja permeabilidad. Este umbral dependía de la diferencia de permeabilidad y la fortaleza de la espuma en la zona de alta permeabilidad. El uso de espuma bajo el umbral de calidad es apropiado en la desviación de espumas acidas. La presencia de la espuma en la zona de alta permeabilidad ayuda a controlar la permeabilidad acida relativa, de manera que el ácido pueda penetrar la zona de baja permeabilidad sin que la espuma se resista.

Se han hecho algunos estudios del comportamiento de espumas en fracturas. Kovscek *et al.* (1995) estudiaron el flujo de espumas, nitrógeno y agua a través de una roca fracturada con una apertura hidráulica de 30 [m]. En estos experimentos, la resistencia de flujo de la espuma fue entre 100 y 540 veces más grande que la del nitrógeno para rangos de flujo fraccional de gas de 0.60 a 0.99.

El propósito de saber esto, es entender los mecanismos de flujo de las espumas en fracturas y predecir la desviación de la espuma en sistemas fracturados heterogéneos. A continuación se presenta una teoría para conocer la viscosidad aparente de la espuma partiendo de la teoría de flujo de espuma en tubos capilares. Construyeron un modelo fracturado heterogéneo para estudiar la desviación de la espuma. Finalmente desarrollaron un modelo para predecir la eficiencia de barrido en fracturas heterogéneas múltiples con aperturas con distribución log-normal.

3.7 Flujo de Espumas en 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 da como resultado el incremento de la eficiencia de barrido.

3.7.1 Flujo de Espumas en Fracturas Homogéneas

Yan, Miller y Hirasaki (2006), estudiaron el flujo de espumas en fracturas homogéneas experimentando con dos placas de vidrio paralelas con diferentes aperturas entre sí (Fig. 3.25), con una longitud de 35.56 [cm] y 20.32 [cm] de ancho de superficie pulida.

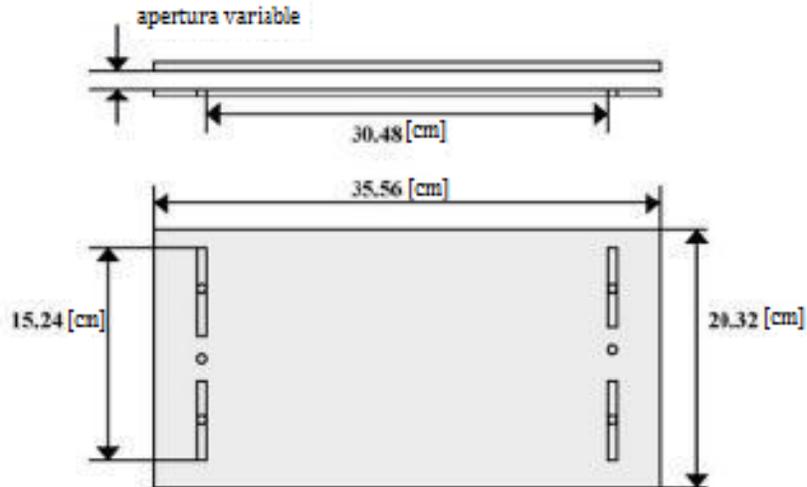


Fig. 3.25 Diagrama detallado del modelo de fractura homogénea (Yan et al. 2006)

Los experimentos se enfocaron 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 que fluyen en fracturas uniformes. El objetivo principal de su trabajo fue encontrar la condición óptima para desviar la mayor cantidad de surfactante hacia las zonas de fracturas más delgadas. Para esto, adaptaron el modelo descrito anteriormente para tubos capilares al caso de fracturas uniformes y realizar los experimentos para confirmar la validez del modelo y determinar los parámetros involucrados. Después extendieron tanto el modelo como los experimentos a flujo paralelo en fracturas con distinto grosor.

Viscosidad Aparente

Recordando lo que observaron Hirasaki y Lawson (1985), la viscosidad aparente está influenciada por tres mecanismos: los baches de líquido presentes entre las burbujas de la espuma; la resistencia a la deformación de la interface cuando una burbuja de la espuma pasa a través de un capilar; y el gradiente de tensión superficial cuando el material activo de la superficie es barrido del frente de la burbuja y acumulado detrás de ella.

Yan *et al.* (2006), observaron que la característica que más influye en la viscosidad de la espuma es la textura; ya que las espumas de textura fina cuentan con un mayor número de lamelas por longitud, lo que ocasionara mayor resistencia al flujo. Debido que la apertura de las placas fue menor que el diámetro equivalente de las burbujas, el flujo de espumas era de burbujas individuales a través de las placas y no se observó destrucción de ellas.

Ellos obtuvieron la viscosidad aparente mediante la Ley de Plane-Poiseuille (ec. 3.13) 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.

$$\mu_{ap} = \frac{b^2 |\nabla p|}{12 u} \quad (3.13)$$

Donde: μ_{ap} es la viscosidad aparente, b es la apertura de la fractura, u es la velocidad de la burbuja y $|\nabla p|$ es la magnitud del gradiente de presión.

Medición del Tamaño de Burbujas de la Espuma en Fracturas

Utilizaron dos métodos para determinar el tamaño promedio de las burbujas: análisis de imagen y experimentos en tubos capilares. Para el análisis de imágenes utilizaron un software desarrollado por Reindeer Graphics Inc., llamado "IPTK", el cual captaba la distribución y el promedio del tamaño de burbuja cuando se detenía el flujo de la espuma. El tamaño promedio de las burbujas también lo obtuvieron contando el número de lamelas al dejar fluir la espuma a lo largo de un tubo capilar con diámetro menor al de las burbujas. La Fig. 3.26 muestra los resultados de los métodos para obtener el tamaño de burbuja, son aceptables y se muestran como si la burbuja fuera esférica. La desviación estándar de la distribución fue de 20%. De la misma figura, la media del tamaño de burbuja y la desviación estándar permanecen constantes al variar las velocidades de flujo y a distinto flujo fraccional de gas. Obtuvieron resultados similares siempre que el diámetro equivalente de la burbuja fuera 5 veces menor que la apertura.

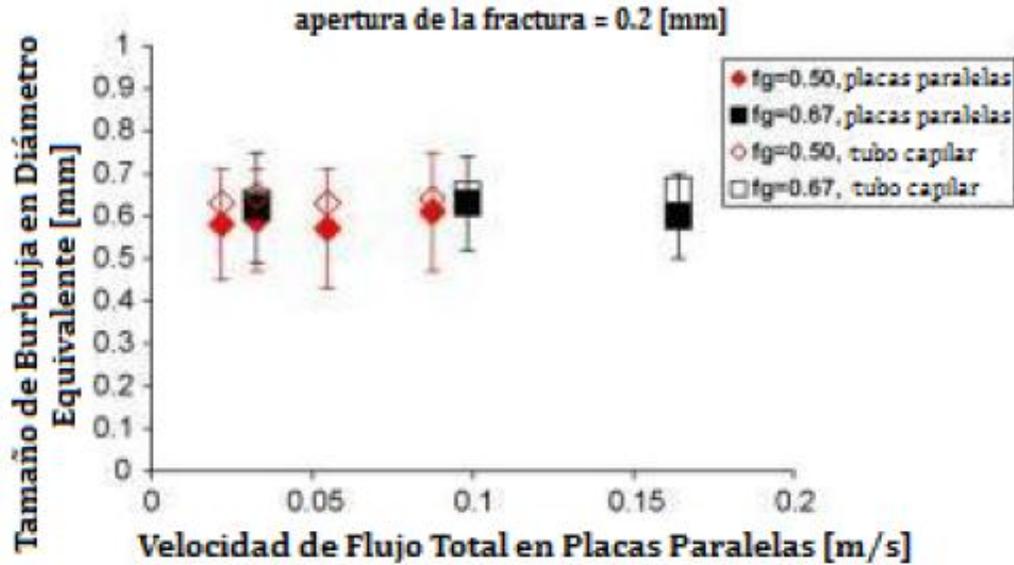


Fig. 3.26 Resultados de los métodos para determinar el tamaño de la burbuja. Método de procesamiento de imagen y método de tubos capilares. (Yan, et al. 2006)

Resultados de los experimentos de la viscosidad aparente de la espuma en fracturas homogéneas.

Los experimentos se hicieron para investigar los efectos de la velocidad de flujo, tamaño de burbuja, flujo fraccional de gas y la apertura sobre la viscosidad aparente del flujo de espumas en fracturas uniformes. Observaron que la textura fue la variable que más afectaba la viscosidad de la espuma en el sistema fracturado homogéneo. La textura de espumas finas tiene mayor cantidad de lamelas por unidad de longitud, por esto, tienen mayor resistencia al flujo. Las burbujas de las espumas en sus experimentos eran individuales debido a que la apertura es menor que el diámetro equivalente de las burbujas. No observaron agregación o coalescencia de burbujas.

En las Figs. 3.27 – 3.30 se muestran los resultados de los experimentos de Yan *et al.* (2006) para fracturas homogéneas con apertura de 0.2mm. Los datos concuerdan con la teoría (basado en las contribuciones del líquido y deformación de la burbuja sin las contribución del gradiente de tensión superficial) comportándose adecuadamente a velocidades de flujo bajas. 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. El número de Reynolds se definió por

$$Re = \frac{\rho^{liq} b U}{\mu^{liq}} \tag{3.14}$$

Donde ρ^{liq} , μ^{liq} son la densidad y viscosidad del líquido, u es la velocidad de flujo y b es la apertura de la fractura. A una velocidad $U=0.1$ [m/s], el $N_{Re} \approx 10$.

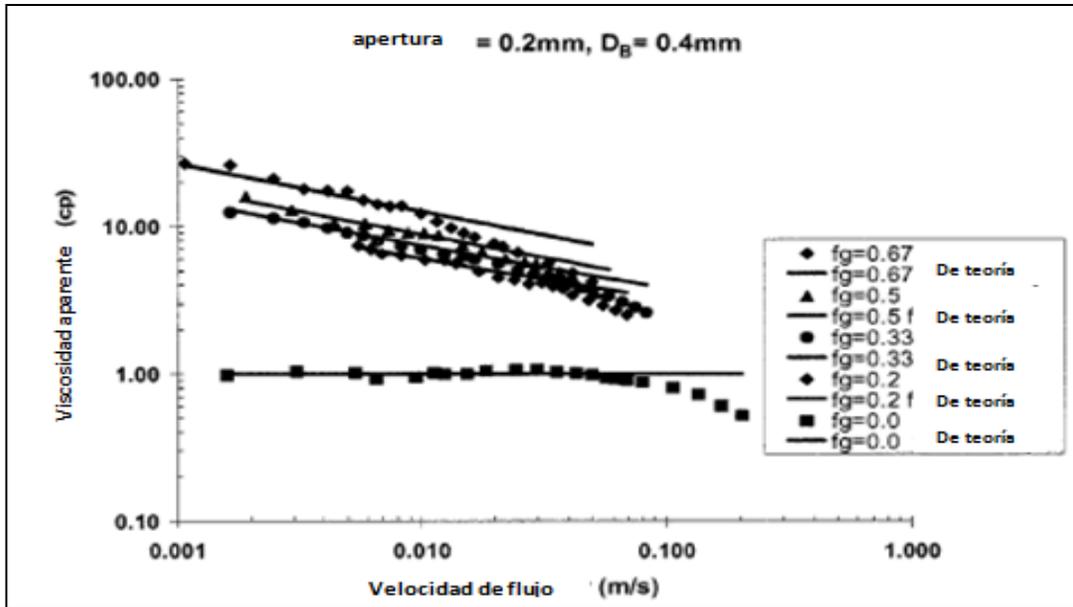


Fig. 3.27 Efecto de la velocidad de flujo y el flujo fraccional de gas en la viscosidad aparente para apertura 0.2mm, diámetro promedio de la burbuja $D_b=0.4$ mm

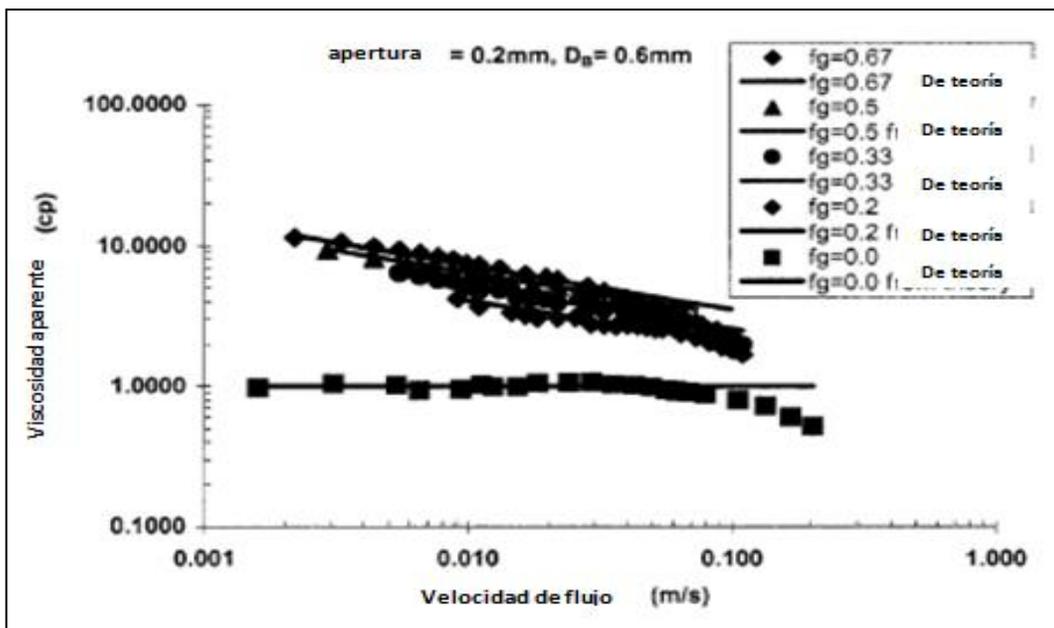


Fig. 3.28 Efecto de la velocidad de flujo y el flujo fraccional de gas en la viscosidad aparente para apertura 0.2mm, diámetro promedio de la burbuja $D_b=0.6$ mm

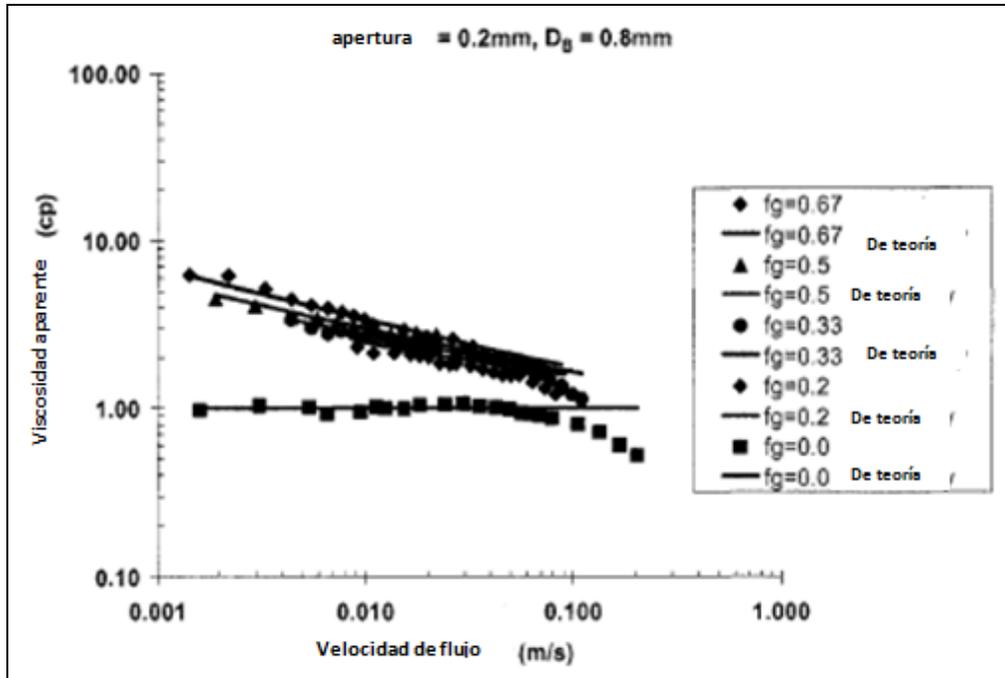


Fig. 3.29 Efecto de la velocidad de flujo y el flujo fraccional de gas en la viscosidad aparente para apertura 0.2mm, diámetro promedio de la burbuja $D_B=0.8$ mm

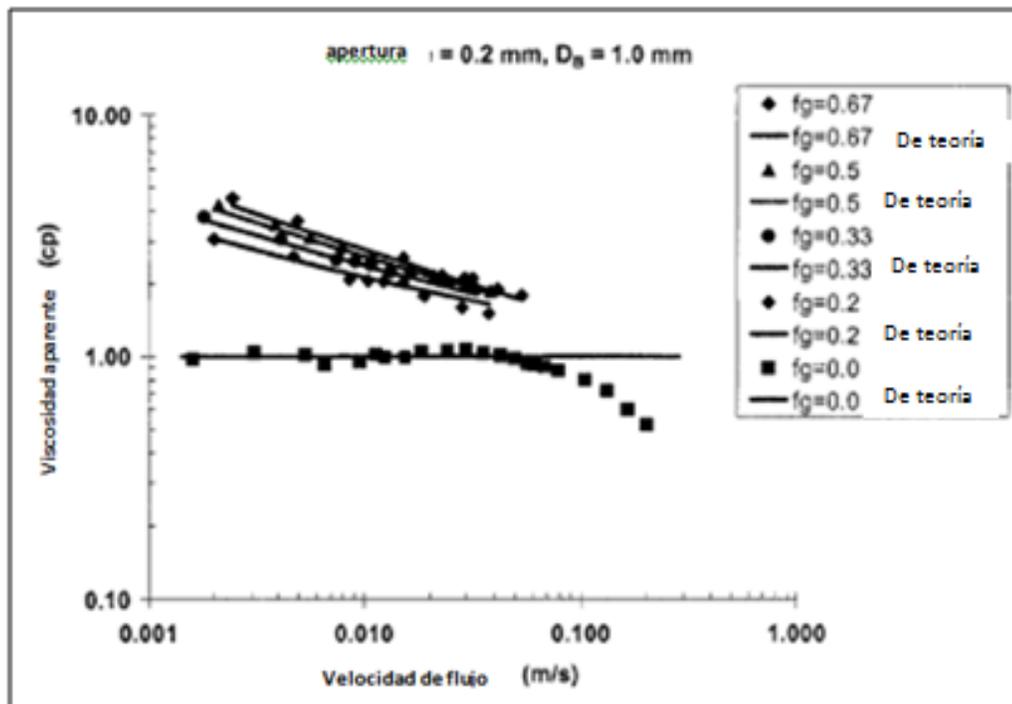


Fig. 3.30 Efecto de la velocidad de flujo y el flujo fraccional de gas en la viscosidad aparente para apertura 0.2mm, diámetro promedio de la burbuja $D_B=1.0$ mm

Las cuatro figuras anteriores también muestran la influencia del flujo fraccional del gas en la viscosidad aparente. Con el incremento del flujo fraccional del gas o la calidad de la espuma, el número de lamelas por unidad de longitud o número de burbujas por unidad de área se incrementa, lo cual provoca que la viscosidad aparente incremente proporcional a la raíz cuadrada del flujo fraccional de gas, $f_g^{1/2}$.

La Fig. 3.31 muestra el efecto de la relación de apertura con respecto al tamaño de la burbuja sobre la viscosidad aparente. El número de lamelas por unidad de longitud o de burbujas por unidad de área se incrementa con la disminución del tamaño de burbuja e incremento de la apertura con un flujo fraccional de gas fijo. La contribución de la viscosidad aparente por parte de la deformación de la burbuja es proporcional $b^{3/2}$ para el tamaño de la burbuja r_B . Por esto, la viscosidad aparente será muy alta para burbujas pequeñas que sean un poco más grandes que el grosor de la apertura. Por otro lado, la viscosidad aparente será más grande en aperturas grandes. Este hecho es importante en la aplicación de espumas, ya que indica que la espuma con el mismo tamaño de burbuja y mismo flujo fraccional de gas podrá reducir el flujo en zonas de alta permeabilidad y desviarlo hacia zonas de baja permeabilidad.

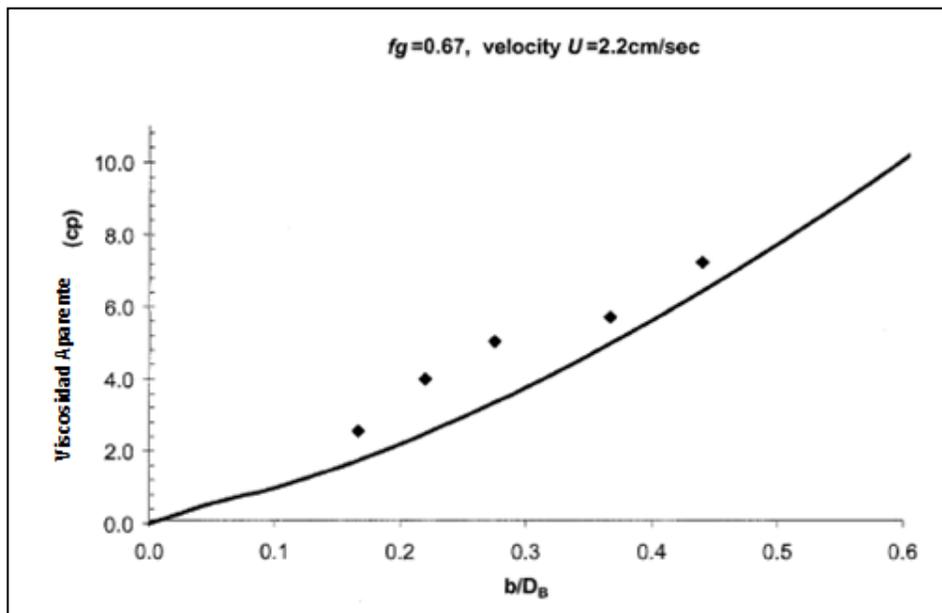


Fig. 3.31 Efecto de la relación de tamaño de burbuja y apertura sobre la viscosidad aparente. (Yan et al, 2006)

Viscosidad Aparente de Espumas en Bulto en Fracturas

Princen (1983) estudió la reología de espumas y emulsiones altamente concentradas. Hirasaki y Lawson (1985) desarrollaron el modelo para describir la viscosidad aparente de una espuma en tubos capilares. Pero la teoría únicamente se puede aplicar a burbujas con forma de dodecaedro pentagonal, los cuales se forman bajo un alto flujo fraccional de gas y que todas las burbujas estén muy apretadas.

Existen muchas expresiones semi-empíricas que describen la viscosidad de corte de dispersiones concentradas de esferas duras. La más utilizada es la de Krieger y Dougherty (1972) que se menciona a continuación:

$$n_r = (1 - K\phi)^{-2.5/K} \quad (3.15)$$

Donde n_r es la viscosidad relativa, la cual es la relación entre la viscosidad de la emulsión y la viscosidad del agua. ϕ es la fracción de volumen de la emulsión en el agua. K es el factor de aglomeración es igual al recíproco de la fracción de volumen límite de un empaquetamiento denso, ϕ_{max} , al cual n_r tiende al infinito. Ellos encontraron que para un empaquetamiento aleatorio de emulsiones muy cercanas unas de otras con esferas monodispersas, $\phi_{max}=0.64$ y $K=1.56$.

Mooney (1951) desarrollo otra expresión para la viscosidad relativa de emulsiones donde las partículas se comportan como esferas rígidas.

$$n_r = \exp \left[\frac{2.5\phi}{1-K\phi} \right] \quad (3.16)$$

El factor de aglomeración K en las dos ecuaciones anteriores puede ser menor cuando las partículas no están distribuidas uniformemente o son deformables debido a que estas provocan el incremento del ϕ_{max} .

Pal (1992) estudio la reología de emulsiones espesas con polímeros y que al incrementarse la relación de viscosidad entre la fase continua y la fase dispersa mejora la circulación interna la cual lleva a la disminución de la viscosidad relativa. El sugirió la siguiente ecuación:

$$n_r^{1/K_l} = \exp \left[\frac{2.5\phi}{1-K\phi} \right] \quad (3.17)$$

Donde K_l es el factor que toma en cuenta el efecto de circulación interna y está definido por

$$K_l = \left[\frac{1+0.4(n_c/n_d)}{1+(n_c/n_d)} \right] \quad (3.18)$$

En la ecuación anterior, n_c es la viscosidad de la fase continua y n_d la viscosidad de la fase dispersa. Pal(1992) también sugirió que $K=1.04$, lo cual significa que $\phi_{max}=0.96$.

Yan *et al.* (2006) midieron la viscosidad aparente para flujo de espumas en bulto en fracturas variando la apertura entre las placas, velocidad de flujo y tamaño de la burbuja como se muestra en la Fig. 3.32, en la cual también se grafican los resultados utilizando las expresiones propuestas por Krieger, Dougherty, Mooney y Pal, respectivamente. El flujo fraccional de gas más alto que en los experimentos de Yan *et al.* (2006) para espumas en bulto fue 0.67 debido a que vieron que las burbujas comenzaron a coalescer para flujos por encima de 0.67.

Para hacer las comparaciones, en las ecuaciones de Krieger & Dougherty y Mooney se observaron gran desviación en los valores de predicción a los medidos, utilizando valores de $K=1.01$ y $\phi_{max}=0.99$ establecidos por Wei Yan, *et al.* debido a que observaron la deformación de burbujas y que no se comportaban como esferas rígidas, cabe destacar que con los valores originales la desviación de valores fue mayor. Para el modelo de Pal, asumieron que en el caso de la espuma en bulto la fase dispersa era gas y la fase continua agua. Debido a que la viscosidad del agua es mucho más grande que la del gas, $K_f \approx 0.4$, utilizando los valores de ϕ_{max} y K los sugeridos por Pal. De la gráfica se puede observar que los valores obtenidos con la ecuación de Pal predicen de una mejor forma a los valores de viscosidad aparente de espumas en bulto en fracturas medidos por Wei Yan *et al.*

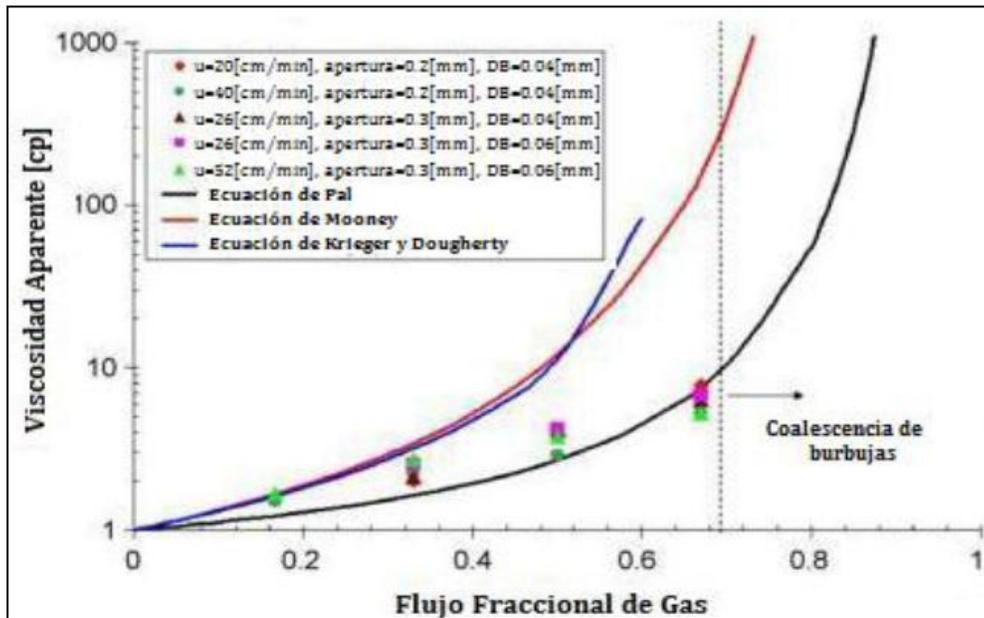


Fig. 3.32 Viscosidad Aparente de espumas en bulto: medición y predicciones (Yan et al, 2006)

Efecto Contrario de Desviación

De la Fig. 3.31, la espuma tiene mayor viscosidad aparente en la zona de mayor apertura mientras que el tamaño de la burbuja y el flujo fraccional de gas son constantes, lo que implica que la espuma puede desviar al fluido de la zona con mayor apertura hacia la de menor apertura. Pero en ciertas condiciones, la viscosidad aparente en la capa más delgada puede ser mayor que la capa más gruesa y puede provocar desviación contraria, esto es, los fluidos son desviados de la capa delgada hacia la más gruesa y disminuye la eficiencia de barrido. Esto puede pasar cuando las aperturas en el sistema de fracturas heterogéneo tiene una distribución amplia y el tamaño de burbuja es menor que algunas aperturas grandes, lo que significa que la espuma se encuentra en bulto en las zonas de mayor apertura. Como se muestra en la Fig. 3.33, la viscosidad aparente en las zonas de mayor apertura es menor que la viscosidad aparente de las lamelas individuales en algunas regiones de menor apertura. La otra condición en la que ocurre la desviación contraria es cuando el diámetro de las burbujas en cada capa se encuentra a cierta relación constante con la apertura de cada capa, lo cual podría provocar que la viscosidad aparente sea más alta en las aperturas más pequeñas.

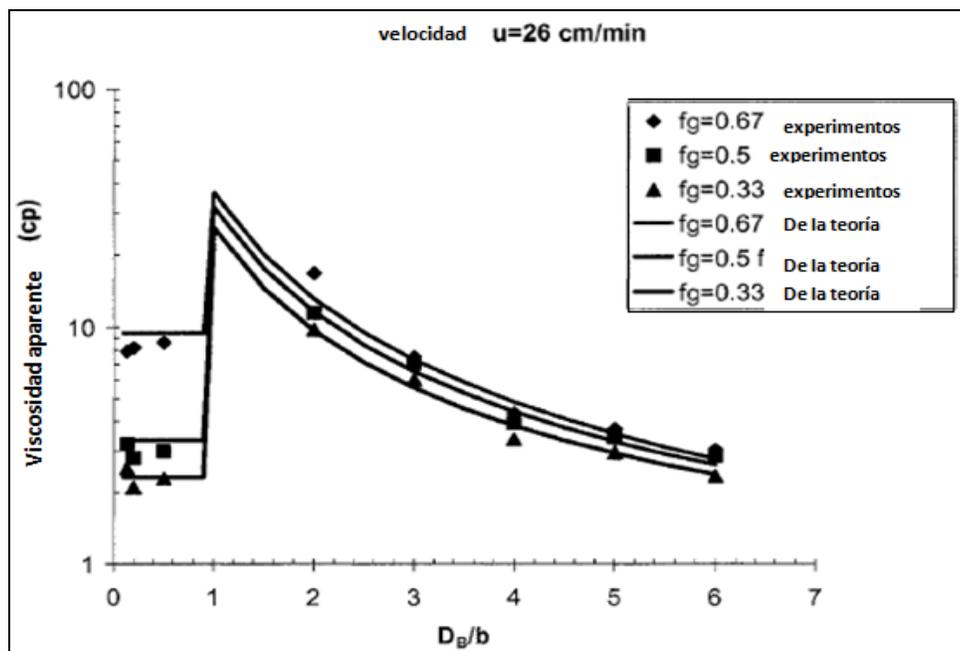


Fig. 3.33 Viscosidad aparente a distintas relaciones de diámetro de burbuja y apertura; y flujo fraccional de gas. Cuando la viscosidad aparente se incrementa a mayor D_B/b , da lugar a la desviación contraria.

3.7.2 Flujo de Espumas en Fracturas Heterogéneas

Para estudiar el flujo de espumas en fracturas heterogéneas, Yan *et al.* construyeron un con este tipo de fracturas (ver Fig. 3.34), que consistía en dos placas paralelas, donde al ir cambiando el grosor de las juntas entre que estaban entre las placas, modificaban la apertura de la fractura.

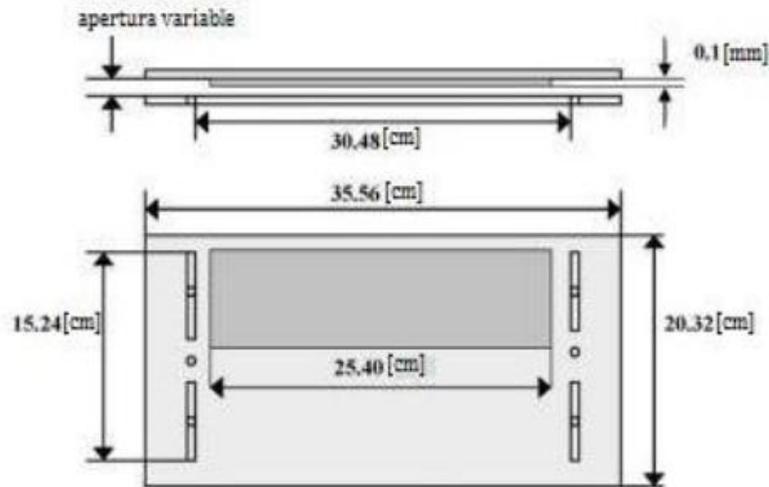


Fig. 3.34 Diagrama detallado del modelo de fracturas heterogéneas (Yan *et al.* ,2006)

Viscosidad Aparente

Si consideramos flujo dentro de dos facturas con distinto grosor, se necesita determinar, ya sea teórica o experimentalmente, las velocidades en ambas fracturas para conocer la viscosidad aparente. Si se supone que el flujo fraccional de gas y el gradiente de presión son los mismos para ambas regiones, la relación de velocidad en función de las aperturas queda como:

$$\frac{U_1}{U_2} = \left(\frac{b_1}{b_2}\right)^{3/4} \tag{3.19}$$

Así del balance general de materia, se pueden obtener las velocidades de ambas fracturas. Yan *et al.*, encontraron que la viscosidad aparente debido a la deformación es proporcional a la apertura elevada a la 5/4, como en la ecuación 3.20. Este resultado muestra una posible desviación de la espuma hacia la fracturas más delgada debido a la alta resistencia de flujo en la fractura más amplia.

$$\frac{\mu_{app,1}}{\mu_{app,2}} = \left(\frac{b_1}{b_2}\right)^{5/4} \tag{3.20}$$

Predicción de la Eficiencia de Barrido en Fracturas Heterogéneas

Basándose en el método descrito por Lake (1989), Yan *et al.*, desarrollaron un modelo matemático para describir la inyección de espumas en fracturas heterogéneas con distintas aperturas. Asumieron que no existía flujo transversal entre las fracturas, que había la misma caída de presión a través de cada fractura, por medio de la velocidad del flujo de la espuma en estado estacionario determinaron el flujo bache en cada región y la viscosidad aparente de la espuma, por ejemplo, la velocidad después de que se barrieron todas las capas.

Primero aplicaron el modelo en fracturas heterogéneas con dos regiones de distinta apertura. Asumieron que la espuma desplazaba completamente al agua que se encontraba en cada región conforme avanzaba. Supusieron $b_1 > b_2$. Después llegaron a la siguiente ecuación cuando el tiempo $x_1 = 1$.

$$x_2 = \frac{\left[M_2^2 + \frac{k_2 \mu_{app,1} (1-M_2)(1+M_1)}{k_1 \mu_{app,2}} \right]^{1/2} - M_2}{1-M_2} \quad (3.21)$$

El tiempo adimensional para inyectar volúmenes de fractura de líquido cuando esto ocurre es:

$$Tiempo\ adimensional = (x_2 b_2 + b_1)(1 - f_g)/(b_1 + b_2) \quad (3.22)$$

A partir de este tiempo y hasta que $x_2 = 1$ para la fractura más delgada, v_1 en la fractura más gruesa se obtiene por medio de la ecuación 3.20 con $x_1 = 1$.

De manera similar obtuvieron al tiempo adimensional en inyectar volúmenes de fractura de líquido cuando $x_2 = 1$:

$$Tiempo\ adimensional = (z_1 b_1 + b_2)(1 - f_g)/(b_2 + b_1) \quad (3.23)$$

Donde z_1 excede 1 por la longitud adimensional de una región de grosor b_1 necesaria para sostener la espuma producida de la fractura 1 arriba de ese tiempo.

$$z_1 = 1 + \frac{k_1 \mu_{app,2}}{k_2 \mu_{app,1}} \left[\frac{(1+M_2)}{2} - \frac{(1+M_1)(k_2 \mu_{app,1})}{2k_2 \mu_{app,2}} \right] \quad (3.24)$$

Fracturas con Aperturas en Distribución Log-normal

Normalmente existen más de dos fracturas en un yacimiento. Para fracturas múltiples, la clave es obtener el número de fracturas que han sido barridas en la relación de espuma y agua que se está produciendo (*FWR* por sus siglas en inglés). El número N de fracturas que la espuma ha roto a través de *FWR* está dada por

$$FWR = \frac{\sum_{i=1}^N Q_i}{\sum_{i=N+1}^{N_L} Q_i} \tag{3.25}$$

Donde Q_i es el gasto de flujo en la i -ésima fractura y N_L es el número total de fracturas. La eficiencia de barrido y el tiempo adimensional se puede obtener como se mencionó anteriormente para dos fracturas, aunque existe una diferencia entre ambos cálculos. Debido a que el barrido mejorado con espuma se utiliza junto con un proceso de imbibición para recuperar el aceite residual de la matriz, el volumen que hay en cada fractura que está en contacto con la matriz es mucho mayor que el volumen que hay en cada fractura y es más importante que el volumen de la fractura. Así que para el cálculo de la eficiencia de barrido, asumieron el mismo volumen de matriz para cada fractura que estaba en contacto. El tiempo adimensional es el volumen total de fracturas inyectadas por el fluido

$$Eficiencia\ de\ barrido = \frac{N + \sum_{i=N+1}^{N_L} x_i}{N_L} \tag{3.26}$$

$$Tiempo\ adimensional = \frac{\sum_{i=1}^{N_L} z_i b_i}{\sum_{i=1}^{N_L} b_i} \tag{3.27}$$

Olso (2001), Andres (2001), Baker, *et al.* (2001), Wilson (1970) y Gale (1987) encontraron que la distribución de apertura de las fracturas en los yacimientos es de tipo log-normal. Por lo que la distribución log-normal de las aperturas se puede representar por la siguiente función

$$C = \frac{[1 + \operatorname{erf}(\tau/\sqrt{2})]}{2} \tag{3.28}$$

Donde
$$\tau = \frac{\ln(b/\bar{b})}{\sqrt{\sigma_N^2}}$$

La función $C(b)$ es la fracción de muestras que tienen menor apertura b , por ejemplo, la función de probabilidad acumulada. El parámetro \bar{b} es la mediana o la media logarítmica de la apertura. El parámetro σ_N^2 es la varianza de la distribución. Si se conocen \bar{b} y σ_N^2 , se pueden obtener distintos

valores de b y así utilizar las ecuaciones 3.26 y 3.27 para obtener la eficiencia de barrido y el tiempo adimensional.

Resultados experimentales para la viscosidad aparente y eficiencia de barrido en fracturas heterogéneas

Los experimentos que realizaron Yan *et al.* con el modelo de fracturas heterogéneas se realizaron para diámetros de burbujas de 0.4 a 0.6 mm, los cuales son más grandes que la apertura más amplia, para ajustarse a las condiciones de su teoría. El número de Reynolds fue de 0.22 y 0.44 y utilizaron dos relaciones diferentes de apertura, 1:2 y 1:3.

Viscosidad Aparente

Utilizaron la ecuación 3.13 para calcular la viscosidad aparente en cada región por medio de la presión diferencial que obtuvieron mediante los experimentos. Asumieron que el flujo fraccional de gas es el mismo en las aperturas y la velocidad en cada capa la obtuvieron por medio de la ecuación 3.19 y el balance de materia, como se indicó en la ec. 3.19. Consideraron primeramente el caso en el que ambas regiones de la fractura están saturadas de espuma, por lo que existe un gradiente de presión lateral mínimo y no hay flujo transversal. Los resultados teóricos y experimentales se muestran en las Fig. 3.35 y 3.36. Para los rangos de las condiciones experimentales con números de Reynolds bajos (menores a 1) la viscosidad aparente al medir la presión diferencial encajó muy bien con las predicciones teóricas. Esto confirma que es válido asumir que el flujo fraccional de gas es el mismo en ambas regiones.

Si observamos las Fig. 3.35 y 3.36 se pueden ver los efectos de la relación de apertura sobre la magnitud de desviación en las fracturas heterogéneas. La desviación depende de la diferencia de viscosidad aparente en ambas regiones. Si se ignora la contribución del bache de líquido en la viscosidad aparente total, la ecuación 3.20 predice que la viscosidad aparente es proporcional al grosor de la apertura elevado a la 5/4. Así la viscosidad aparente es la más grande en la Fig. 3.36, la cual es la relación de apertura de 3:1.

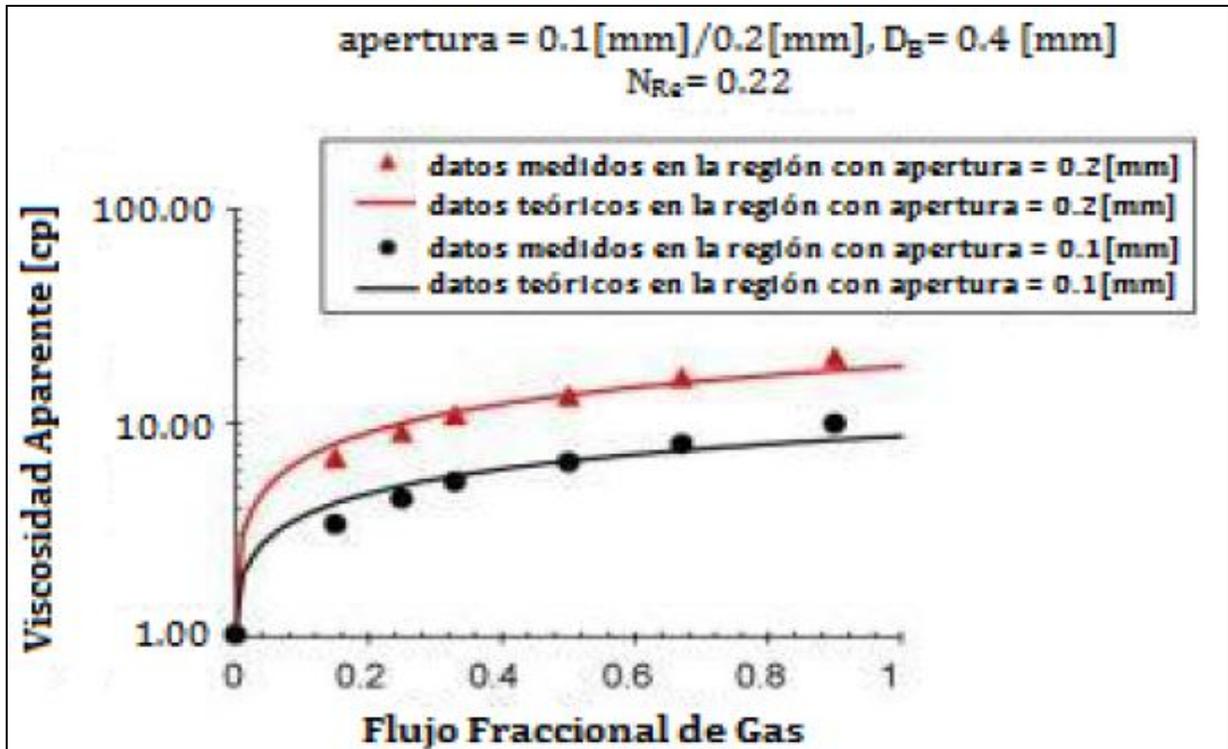


Fig. 3.35 Viscosidad aparente para una relación de apertura de 0.1/0.2 [mm] (Yan *et al.*, 2006)

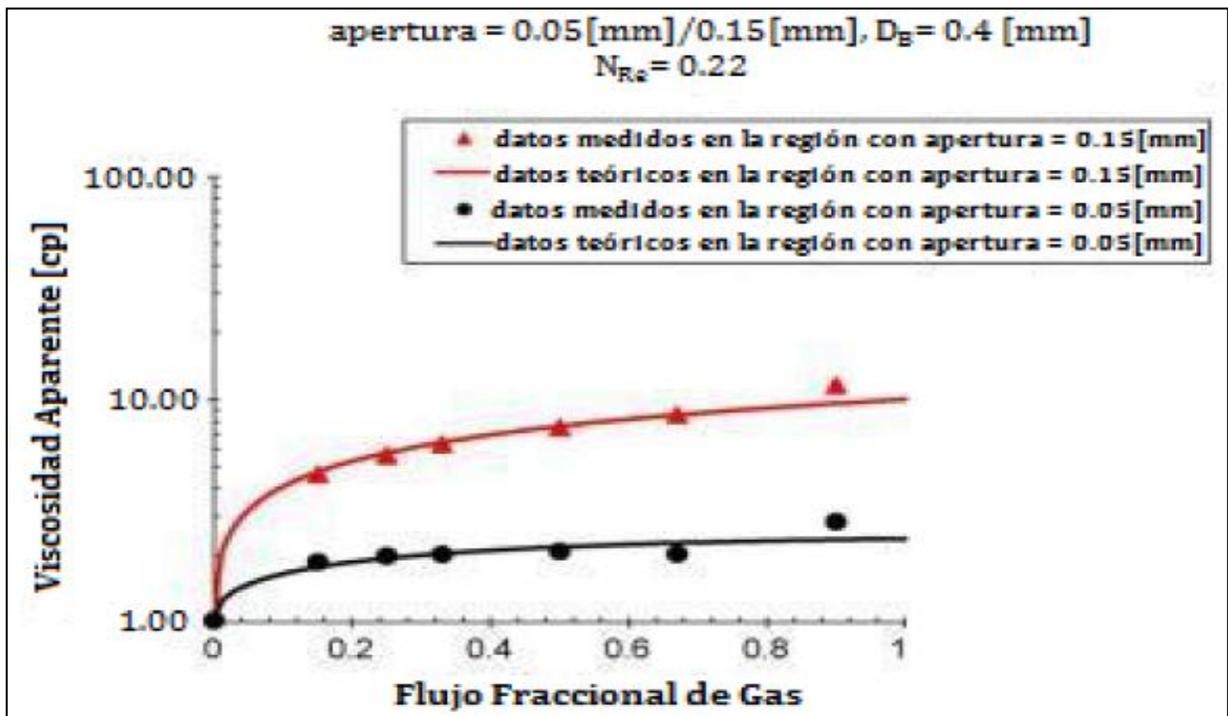


Fig. 3.36 Viscosidad Aparente para una relación de apertura de 0.05/0.15 [mm] (Yan *et al.*, 2006)

METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

4.1 Sistema de Caracterización Reológica de Espumas

El sistema que se diseñó para estudiar el comportamiento reológico de espumas consta de varios dispositivos y algunos fluidos. Incluye dispositivos de flujo, de control y de medición. En cuanto a los fluidos, unos se utilizaron para generar la espuma, otros para deshacerla y otros que ayudan al funcionamiento de algunos dispositivos. El sistema funcionó para medir la caída de presión como función del gasto de una espuma en un sistema fracturado.

4.1.1 Dispositivos

En la Fig. 4.1 se muestra un esquema del sistema completo y cada uno de los dispositivos utilizados para estudiar el comportamiento de la espuma. Básicamente se inyecta nitrógeno hacia el generador de espuma el cual contiene una solución surfactante y un difusor, la espuma corre a través del reómetro donde está conectado un manómetro diferencial para medir la caída de presión, al salir del reómetro la espuma llega a un cilindro donde se separa el líquido del gas y el flujo de éste último es medido por un gasómetro. A continuación se da una descripción de los dispositivos utilizados.

4.1.1.1 Generador de Espuma

Se utilizó un generador de espuma en el que se juntaron el nitrógeno y la solución surfactante. Es un cilindro de acrílico con OD 52[mm], ID 42[mm] y 22 [cm] de longitud. En la parte inferior del cilindro tiene un tapón de *nylamid* de 41.84 [mm] de diámetro y 24.36 [mm] de alto, el cual sella el generador de espuma por medio de un *o-ring*; a éste tapón se le adaptó un difusor de metal de 0.5 [μm] de porosidad y 12.46 [mm] de diámetro; en la parte superior del cilindro se puso una conexión para la salida de la espuma de 8.58 [mm] de diámetro.

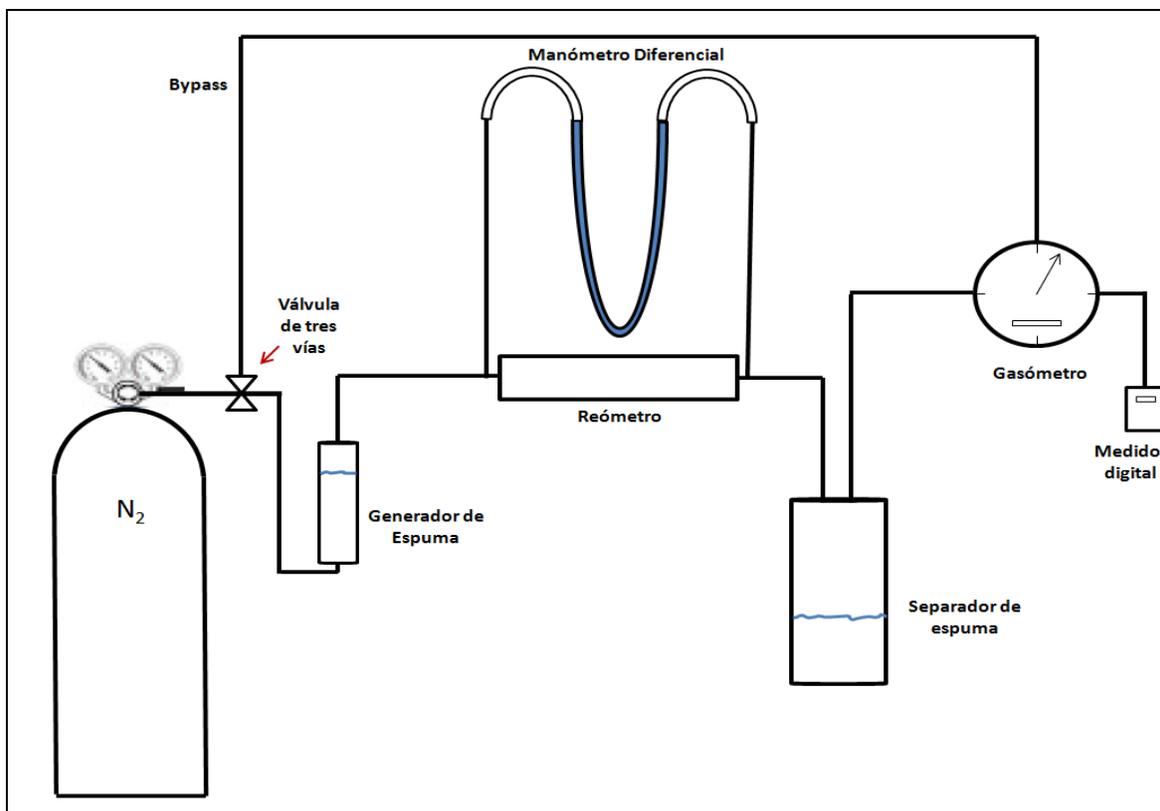


Fig. 4.1 Sistema de Caracterización Reológica de Espumas

4.1.1.2 Reómetro

Este es el dispositivo más importante para analizar el comportamiento de la espuma. Consta de una *caja* de acrílico de 55 [cm] de longitud y 4[cm] de alto, tiene una tapa de 1.5 [cm] de alto que se ajusta por medio de barrenos. Dentro de la *caja* hay una ranura de 21 [mm] de ancho y 10 [mm] de alto la cual simula una fractura por donde corre la espuma. El motivo por el que se decidió que fuera de acrílico es para poder observar el flujo de la espuma y así determinar la calidad y textura de ésta, además de que este material resistiría la presión y el contacto con los fluidos utilizados. Las paredes del reómetro irían selladas con dos tapas de aluminio de 68 [cm] de longitud, 12[cm] de altura y 1.2 [cm] de ancho. Para poder iniciar los experimentos se requería hermeticidad en el reómetro, la cual se logró después de varios intentos. Para las paredes laterales y transversales primero se intentó con *foamy* pero debido a que es un material que al ser presionado no regresa a su forma original, no sirvió como empaque. Después se intento con vitón, este resultó ser muy grueso y tampoco sirvió. Cabe mencionar que hubo que rediseñar el reómetro debido a que originalmente tenía unas tapas transversales de acrílico las cuales se ajustaban por medio de barrenos los cuales provocaron que la

caja se quebrara. Por ello se optó por utilizar tapas de aluminio de 11.2 [cm] de alto, 5.6 [cm] de ancho y 1.2 [cm] de grosor, las cuales se ajustarían con cuatro espárragos que cruzarían la *caja* longitudinalmente. Al tener este ajuste, lo que se utilizó para lograr la hermeticidad del reómetro fue un sellador 100% silicón Sista F101 de Henkel, el cual se adaptó perfectamente al acrílico, no permitiendo que hubiera fugas y se desprendía fácilmente al desarmar el reómetro. Uno de los problemas que se presentaron con respecto a las fugas, fueron los barrenos, se hacían pruebas de inyección de aire o agua y estos se trasminaban por los barrenos por lo que aparte de utilizar teflón para sellarlos se utilizó silicón para reforzar la hermeticidad.

Para lograr la conexión del reómetro con otros dispositivos se adaptaron dos tomas para conectar las mangueras por las que entraría y saldría la espuma.

Una de las ventajas del reómetro para experimentos posteriores es que se puede variar el espesor de la fractura, para esto se fabricaron placas de distintos grosores y materiales, principalmente de acero inoxidable y acrílico.

4.1.1.3 Manómetro Diferencial

Para medir la caída de presión en el reómetro a causa del flujo de espuma se instaló un manómetro diferencial, el cual se fabricó de manera muy sencilla. Se utilizó manguera transparente de ID 3 [mm] y OD 4.55 [mm], lo suficiente grueso para eliminar los efectos capilares y delgado tal que la inercia del fluido manométrico no influyera en la medición, ésta tenía una longitud total de 7 [m]. Se utilizó agua destilada como líquido manométrico debido a que no se esperaban caídas de presión bruscas. La manguera se colocó en un poste de madera y se utilizó papel milimétrico como graduación para tomar las medidas, el rango que se tomó en cuenta fue aproximadamente de 200 [mm].

4.1.1.4 Separador de Espuma

Para conocer el gasto de gas se diseñó un separador el cual dividiera la espuma y así el gas viajara hacia el gasómetro y obtener su gasto. Consta de un cilindro de acrílico de OD 101.61 [mm], ID de 90.51 [mm] y 207 [mm] de alto, este se cubría con dos tapas. La tapa superior tiene dos orificios, uno por donde entraba la espuma y otro por donde salía el gas después de que la espuma coalesciera. Se utilizó metanol para romper la espuma. Las tapas del cilindro fueron selladas con una resina epóxica, Plastic Steel Putty Devcon, la cual resistió a la mezcla de metanol y surfactante que se formaba al entrar la espuma en el cilindro.

4.1.1.5 Gasómetro

Debido a que se necesitaba conocer el volumen de gas inyectado para generar la espuma y así obtener datos como la calidad, se requirió utilizar un gasómetro el cual recibiría flujo de gas desde el separador de espuma. El tipo de gasómetro que se utilizó funciona bajo el principio de desplazamiento positivo. Contiene un rotor que está inmerso en un fluido empacante (por lo general agua). El rotor tiene cuatro compartimentos con ranuras de entrada y salida, el cual gira inmerso a la mitad dentro del agua la cual funciona como sello. Tan pronto como una de las ranuras de entrada salga del agua, el gas fluye dentro de ella mientras que el volumen de agua va disminuyendo. La presión del gas provoca el movimiento del rotor. Cuando la ranura de salida emerge del agua, el gas se escapa a través de esta ranura. El gas remanente en el compartimento es forzado a salir por el agua que entra mientras que el rotor continúa su movimiento. El número de revoluciones es registrado por un mecanismo de conteo (sistema de engranes y manecillas) cuyas lecturas muestran el volumen total de gas consumido.

Primero se utilizó un gasómetro GCA modelo 63111, el cual podía trabajar en un rango de 2 a 24 [pie^3/h] de gasto y un rango de presión de 0.3 a 6 [pg de agua], este gasómetro era muy impreciso por lo que se hizo el cambio a otro medidor. El nuevo gasómetro, marca Ritter modelo TG 05/, opera con gastos que van de 1 a 60 [ltr/h], efectividad de medición de $\pm 0.2\%$, cantidad de líquido empacante 3.5 [ltr], volumen del tambor de medición [0.5 ltr/rev] y rango de presión de operación 0.4 a 500 [mbar] Para facilitar la medida de flujo se utilizó un medidor digital Ritter EDU 32 versión 5.6, el cual registraba el gasto en [ltr/h] y el volumen acumulado en [ltr], este se conecta directamente al gasómetro.

4.1.1.6 Líneas de Flujo y Accesorios

Debido a que los experimentos no se realizarían a presiones altas, se utilizó manguera de hule con ID de 11 [mm] y OD 17 [mm]. Las conexiones fueron de acero inoxidable con resistencia aceptable a la corrosión.

4.1.1.7 Válvulas

Se utilizaron tres tipos de válvulas. Una de ellas es una válvula reguladora de presión que trabaja hasta un límite de 100 [psi], con la que se controlaba el gasto del nitrógeno. La segunda válvula es de tres vías que sirve para separar o cerrar el flujo. Debido al funcionamiento del gasómetro, era necesario no dejar de inyectar gas en él para que en cada corrida del experimento las condiciones no cambiaran

demasiado, para ello se implementó un *bypass* por el que el N_2 circulaba hacia al gasómetro en lo que se preparaba la siguiente corrida. La válvula de tres vías nos ayudó a separar el flujo entre el *bypass* y la línea de flujo que inyectaba el nitrógeno al generador de espuma. La última válvula es de aguja, ésta se conectó al *bypass* para controlar el flujo de nitrógeno ya que no debía superar 500 [mbar] que es la máxima presión de operación del gasómetro.

4.2 Fluidos

Los fluidos que se utilizaron en el experimento sirvieron para distintas cosas, algunos para generar o romper la espuma y otros que eran necesarios para el funcionamiento de ciertos dispositivos.

En un principio se utilizó aire pero debido a que el gasto era inconstante en la toma, se decidió por utilizar un cilindro de nitrógeno con un regulador. Como fase dispersa de la espuma se utilizó nitrógeno industrial de un cilindro de Praxair a 2000 [psi] y a temperatura ambiente. Este sirvió para generar la espuma al mezclarse con la solución surfactante que se encontraba en el generador de espuma, el rango de presión al que se inyectó fue de 15 a 30 [psi]. Asimismo era el que alimentaba al gasómetro para que funcionara constantemente.

La solución surfactante se preparó al mezclar agua sintética con salinidad de 32559 [ppm], y surfactante con una concentración de 0.2 %. El agente espumante que se utilizó fue AMES 2100, este se diseñó en el IMP y por razones de propiedad intelectual no se puede publicar más información referente a su composición. La espuma que genera este surfactante fue muy estable, esto quiere decir que no coalescía fácilmente, por lo que sirvió perfectamente para el experimento. De forma cualitativa, se pudo observar que la espuma era seca ya que la geometría de las burbujas era en forma de poliedros.

Para romper la espuma y obtener así el flujo de gas, se utilizó como agente antiespumante metanol (CH_3OH) de J.K. Baker.

El agua destilada se utilizó como líquido manométrico ya que no se necesitaba un fluido de mayor densidad debido a que las caídas de presión que se registraron fueron pequeñas. También se utilizó como fluido empacante en el gasómetro.

4.3 Procedimiento Experimental

El gasómetro era el primer instrumento que se debía preparar para realizar una prueba. Al llenarlo por primera vez de agua hasta el nivel requerido, por instrucciones del fabricante, se tenía que circular gas para que el líquido empacante se saturara, después de la primera vez tan sólo se tomaban cinco minutos de inyección de N_2 que llegaba por medio del *bypass*. En estos cinco minutos se vertían 180 [ml] de solución surfactante en el generador de espuma. Cuando pasaba el lapso de tiempo en que el gas saturaba al agua del medidor, se inyectaba N_2 al sistema, girando la perilla de la válvula de tres vías hacia la línea de flujo que conectaba con el generador de espuma. Las presiones de inyección que fueron utilizadas como referencia de los gastos de inyección fueron de 15, 25 y 30 [psi]. La espuma generada corría hacia el reómetro donde estaba conectado el manómetro diferencial, el cual registraba la caída de presión generada por el gasto de espuma. Después del reómetro se encontraba el separador de espuma, donde caía ésta y coalescía al entrar en contacto con el metanol, el gas separado se enviaba al gasómetro donde se obtenía el flujo de gas por medio del medidor digital que se mencionó anteriormente. Debido a que los registros, tanto del manómetro como del medidor de flujo de gas, cambiaban rápidamente se utilizó una videograbadora para después analizar cada video en una computadora. El grabar los datos permitió lograr un registro temporal de estos. Por ello, en los resultados se tienen datos transitorios y de estado permanente, lo cual hace más enriquecedor el experimento que se realizó.

En un principio hubo muchas variaciones en los gastos y caídas de presión para las pruebas. Se trató de estandarizar el sistema y esto se obtuvo haciéndole una limpieza al reómetro y a las líneas de flujo después de cada corrida, esto mejoró el comportamiento del experimento.

Se hicieron de cinco a ocho pruebas con cada gasto; 15, 25 y 30 [psi]; después en la computadora se analizaron los videos, tomando datos de gasto, volumen acumulado y caída de presión cada 20 segundos. Los datos obtenidos se trataron en una hoja de cálculo y se hicieron gráficas donde se analizó el comportamiento de la caída de presión con respecto al gasto. Todos los datos y gráficas se mencionan en el capítulo VI.

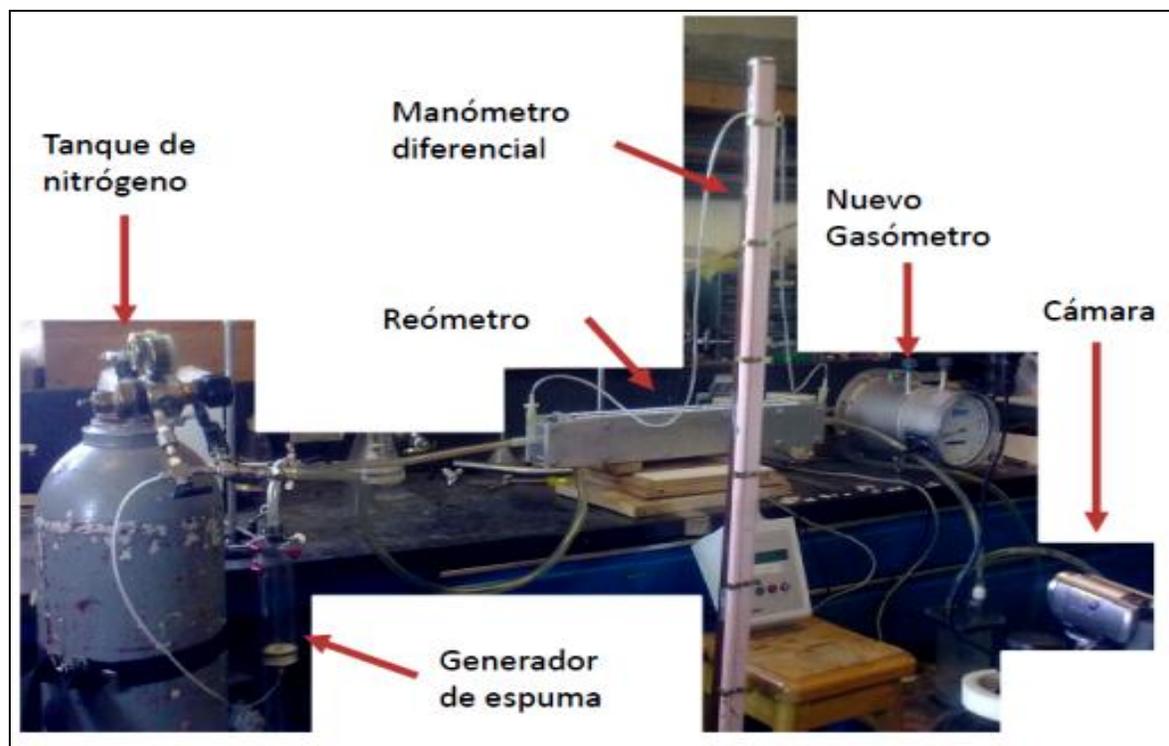


Fig. 4.2 Fotografía del Sistema de Caracterización Reológica de Espumas

MODELO REOLÓGICO

5.1 Fluidos Newtonianos

La ley de la viscosidad de Newton establece que en movimientos de fluidos laminares existe una relación lineal entre el esfuerzo de corte y los gradientes de velocidad, siendo la constante de proporcionalidad la viscosidad μ , en su forma más simple:

$$\tau = \mu \frac{\partial u}{\partial y} \quad (5.1)$$

Donde τ = esfuerzo de corte [mPa], μ = viscosidad del fluido [mPa·s], $\frac{\partial u}{\partial y}$ = velocidad de deformación [s^{-1}].

Aquellos fluidos que cumplen la ecuación 5.1, se denomina fluidos newtonianos, muchos fluidos comunes tanto líquidos como gaseosos se comportan siguiendo esta relación.

La ley de viscosidad de Newton también puede escribirse como:

$$\tau = \mu \frac{\partial u}{\partial y} = \mu \frac{dy}{dt} = \mu \dot{\gamma} \quad (5.2)$$

Donde: τ = esfuerzo de corte, μ = viscosidad del fluido, $\frac{\partial u}{\partial y}$ velocidad de distorsión angular, $\frac{dy}{dt}$ =gradiente de velocidad, $\dot{\gamma}$ =velocidad de deformación.

5.2 Fluidos No-Newtonianos

Una gran cantidad de fluidos, casi todos de interés industrial, presentan desviaciones de la ley de Newton al ser su viscosidad una función de la velocidad de corte aplicada, estos fluidos reciben el nombre de no-newtonianos. En este tipo de fluidos el esfuerzo de corte no es directamente proporcional a la relación de deformación. Todos los fluidos no newtonianos se estudian por medio de

la reología, ésta es la ciencia que estudia las propiedades mecánicas de los gases, líquidos, plásticos que su comportamiento no está regido por la ley de viscosidad de Newton. El objetivo de la reología es estudiar los fluidos no newtonianos.

Para los fluidos no-newtonianos la viscosidad deja de ser constante para convertirse en una función de la velocidad de deformación, apareciendo el término de viscosidad aparente esta se representa por la letra griega η . La viscosidad aparente se define como el cociente entre el esfuerzo cortante y la velocidad de deformación.

5.2.1 Características y Clasificación de los Fluidos No-Newtonianos

Los fluidos que no siguen la proporcionalidad entre el esfuerzo de corte y velocidad de corte se clasifican en tres grupos:

- ◆ Fluidos no-newtonianos independientes del tiempo para los cuales se cumple:

$$\tau = \eta(\dot{\gamma}) \quad (5.3)$$

- ◆ Fluidos no-newtonianos dependientes del tiempo en los que la relación anterior es más compleja, y se puede expresar como:

$$\tau = \eta(\dot{\gamma}, t, \text{historia}) \quad (5.4)$$

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

5.2.2 Fluidos No-Newtonianos Independientes del Tiempo

Los fluidos no-newtonianos independientes del tiempo, se caracterizan porque el esfuerzo de corte depende únicamente de la velocidad de corte, y se representan funcionalmente en tres formas equivalentes:

$$\tau = \eta \frac{\partial u}{\partial y} \quad \tau = \eta \frac{dy}{dt} \quad \tau = \eta(\dot{\gamma}) \quad (5.5)$$

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

Para visualizar y analizar los fluidos no-newtonianos resulta más cómodo representar el comportamiento de la ecuación 5.5 en un sistema cartesiano τ - $\dot{\gamma}$, como se indica en la Fig. 5.1. Se pueden identificar cuatro tipos de fluidos no-newtonianos independientes del tiempo.

El comportamiento de los fluidos indicados en la figura suele expresarse en forma generalizada mediante alguna de las ecuaciones 5.5. Donde η puede ser indistintamente una función tanto del esfuerzo de corte τ como de la velocidad de corte $\dot{\gamma}$.

5.2.2.1 Fluido Plástico Real

Son sustancias que no fluyen hasta el esfuerzo de cedencia τ_y , y luego presentan una zona de viscosidad variable que disminuye con el incremento de la velocidad de corte, hasta alcanzar un valor asintótico constante μ_∞ .

5.2.2.2 Fluidos Pseudoplásticos

Este tipo de fluidos no tienen esfuerzo de cedencia para que comiencen a deformarse, pero la viscosidad medida por la pendiente de la curva $\tau = \eta(\dot{\gamma})$ es alta para bajas velocidades de corte, y disminuye con el incremento de $\dot{\gamma}$ hasta alcanzar un valor asintótico μ_∞ constante. La relación más simple que describe el comportamiento de los fluidos pseudoplásticos es la denominada ley de potencias que puede escribirse como:

$$\tau = k\dot{\gamma}^n \text{ siendo } n < 1 \tag{5.6}$$

Donde k y n son constantes para un fluido particular. La constante k es una medida de la consistencia del fluido y se denomina índice de consistencia, y el exponente n es indicativo de la desviación respecto al fluido con comportamiento newtoniano y se le suele llamar índice de comportamiento. Obsérvese que cuando $n=1$ y $k=\mu$ la ecuación 5.5 representa a un fluido newtoniano.

Para estos fluidos se define un coeficiente de viscosidad aparente, como:

$$\mu_a = \tau/\dot{\gamma} \tag{5.7}$$

5.2.2.3 Fluidos Dilatantes

Los fluidos dilatantes al igual que los pseudoplásticos no tienen un esfuerzo de cedencia inicial, son suspensiones en las que se produce un aumento de la viscosidad con la velocidad de corte. El fenómeno de dilatancia se produce debido a la fase dispersa del fluido. En dicho fluido tiene lugar un

empaquetamiento de las partículas, dejando a la fase continua casi sin espacio. Si a continuación se aplica un esfuerzo, el empaquetamiento se altera y los huecos entre las partículas dispersas aumentan. Además, conforme aumenta la velocidad de corte aplicada, mayor turbulencia aparece y más difícil es el movimiento de la fase continua por los huecos, dando lugar a un mayor esfuerzo cortante (la viscosidad aumenta). Los fluidos dilatantes se rigen por la misma ecuación de los fluidos pseudoplásticos, con la diferencia de que el coeficiente η disminuye al aumentar el gradiente de velocidad hasta alcanzar grandes valores adquiere un valor μ_{∞} .

5.2.2.4 Fluido Plástico de Bingham

Se denomina plástico ideal o de Bingham a las sustancias o fluidos que para esfuerzos de corte inferiores a un valor característico τ_0 se comportan elásticamente, y superado ese valor muestran un comportamiento similar al de un fluido newtoniano. A este tipo de fluido lo caracterizan dos constantes, el esfuerzo de cedencia que es el valor de τ_y para que se inicie el flujo y el coeficiente de viscosidad plástica μ_p dado por la pendiente $d\tau/d\dot{\gamma}$.

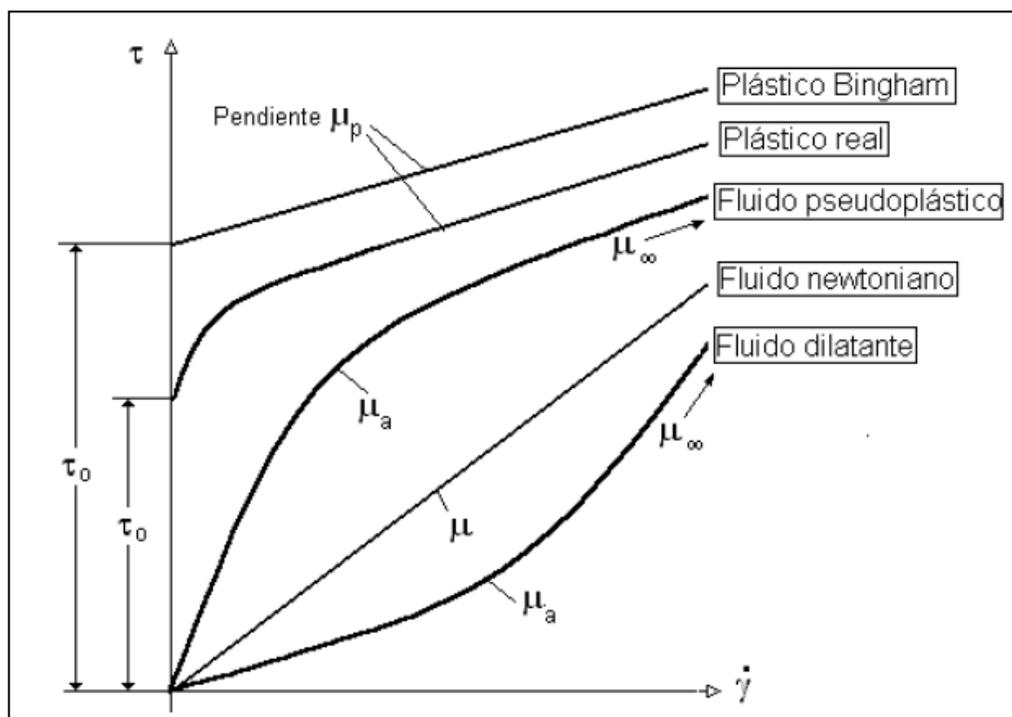


Fig. 5.1 Clasificación de los fluidos no-newtonianos según la ecuación 5.5

La relación que siguen los plásticos de Bingham es:

$$\tau = \tau_y + \mu_p \frac{\partial u}{\partial y} \quad \text{o} \quad \tau = \tau_y + \mu_p \dot{\gamma} \quad (5.8)$$

El modelo plástico de Bingham es aplicable al comportamiento de muchos fluidos de la vida cotidiana como plásticos, emulsiones, algunas espumas, pinturas, lodos de perforación y sólidos en suspensión en líquidos o agua.

Es muy importante mencionar que la espuma que se estudió en los experimentos de esta tesis se comportó, para tiempos largos o estado permanente, como un fluido plástico de Bingham.

5.2.3 Fluidos Dependientes del Tiempo

Existen otros tipos de fluidos que son más complejos que los mencionados anteriormente y cuya viscosidad aparente depende no solo de la velocidad de corte, sino también del tiempo durante el cual actúa el esfuerzo de corte. Se clasifican en dos grupos principalmente:

- ◆ Fluidos tixotrópicos: en los que su viscosidad disminuye al aumentar el tiempo de aplicación del esfuerzo cortante, recuperando su estado inicial después de un reposo prolongado.
- ◆ Fluidos reopécticos: en los cuales su viscosidad aumenta con el tiempo de aplicación de la fuerza y vuelven a su estado anterior tras un tiempo de reposo.

5.2.3.1 Fluidos Tixotrópicos

Se caracterizan por un cambio de sus estructura interna al aplicar un esfuerzo. Esto produce la rotura de largas cadenas que forman sus moléculas.

Dichos fluidos, una vez aplicado un esfuerzo cortante, sólo pueden recuperar su viscosidad inicial tras un tiempo de reposo. La viscosidad va disminuyendo al aplicar una fuerza y vuelve a aumentar al cesar dicha fuerza debido a la reconstrucción de sus estructuras y al retraso que se produce para adaptarse al cambio. Aparece un fenómeno de histéresis.

Las razones de este comportamiento son diversas. Si se considera al fluido como un sistema disperso, se debe tener en cuenta que las partículas que hay en él poseen diferentes potenciales eléctricos y tienden a formar tres estructuras variadas dependiendo de cómo sea la fase dispersa.

Para diferenciar de forma sencilla un fluido tixotrópico, se aumenta la velocidad de deformación hasta un determinado valor y luego se disminuye hasta el reposo, observando entonces un fenómeno de histéresis, que ayuda a comprender la variación de la viscosidad.

En la Fig. 5.2 se muestra el esfuerzo de corte en función de la velocidad de deformación de un fluido tixotrópico cuando se le somete a una tensión y luego de sucesivos tiempos de reposo. Inicialmente la curva que se muestra es la de un fluido newtoniano, pero esta no es la regla, y puede inicialmente ser no newtoniano. Otra característica de los tixotrópicos es que cuando se le aplica un esfuerzo de corte creciente, dan una curva cerrada similar a un lazo de histéresis como se muestra en la Fig. 5.3 para un fluido pseudoplástico tixotrópico.

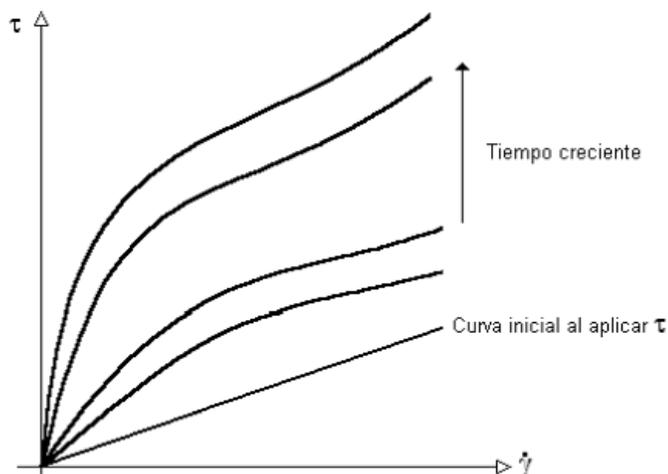


Fig. 5.2 Comportamiento de un fluido tixotrópico en el tiempo

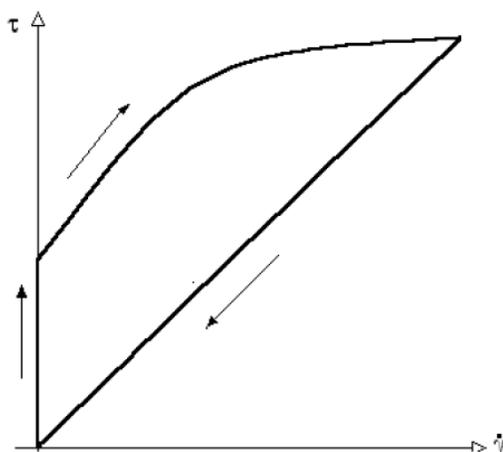


Fig. 5.3 Histéresis de un fluido pseudoplástico tixotrópico

5.2.3.2 Fluidos Reopécticos

Estos fluidos se caracterizan por tener un comportamiento contrario a los tixotrópicos, es decir, que su viscosidad aumenta con el tiempo y con la velocidad de deformación aplicada y presentan una histéresis inversa a estos últimos.

Esto es debido a que si se aplica una fuerza se produce una formación de enlaces intermoleculares conllevando un aumento de la viscosidad, mientras que si cesa esta se produce una destrucción de los enlaces, dando lugar a una disminución de la viscosidad.

En la Fig. 5.4 se puede ver la curva típica de un fluido reopéctico.

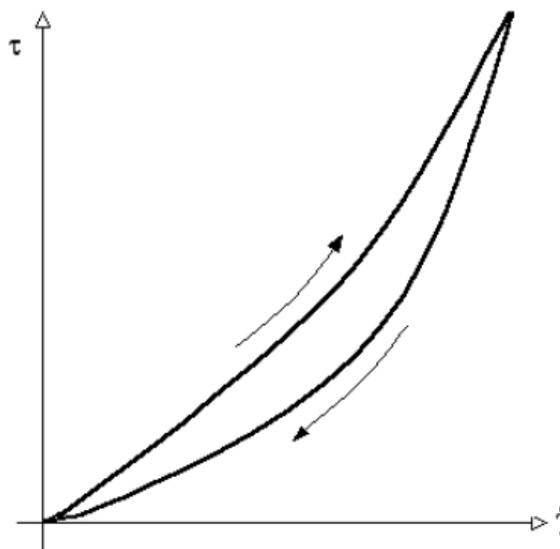


Fig. 5.4 Comportamiento de un fluido reopéctico

La espuma que se estudió para el estado transitorio, es decir tiempos cortos, tuvo un comportamiento similar al de un fluido reopéctico.

5.3 Reología de Espumas

Debido a que la espuma es un sistema disperso e inestable por naturaleza, su caracterización reológica es muy difícil. Se deben considerar y controlar muchos parámetros como: calidad, textura; dimensiones del dispositivo que se utilizará para las mediciones, comparados al tamaño de burbuja; método de generación de la espuma, etc. Mientras se esté analizando una espuma experimentalmente, debe ser estable por lo que no debe haber cambios drásticos en ella o que

coalesca. Como consecuencia de todos estos parámetros es entendible que no exista una visión general del comportamiento de este tipo de sistema. Se debe considerar un sistema riguroso y controlar cada uno de los parámetros que afectan la estabilidad y estructura de la espuma. El tamaño de burbuja así como la tensión interfacial y la fracción de volumen de gas tendrán mayor impacto. Muchas veces el tamaño de la burbuja es omitido en métodos experimentales; sin embargo, el tamaño promedio suele variar de pequeñas a grandes burbujas, la espuma coalesce dependiendo de la forma en la que se genera o con la velocidad de corte.

El comportamiento reológico de una espuma presenta ciertas singularidades: bajo un esfuerzo de corte bajo, la espuma se comporta como un sólido plástico, por ejemplo, si se excede el esfuerzo de cedencia la espuma comienza a moverse. Bajo un esfuerzo de corte débil, la espuma fluye como un fluido tipo tapón debido al resbalamiento sobre una pequeña capa pegada a la pared. Este segundo punto de vista es muy importante: existe una velocidad de resbalamiento en la pared que debe tomarse en cuenta. Por todo esto, la reología de una espuma se vuelve muy compleja por lo que ha provocado una serie de debates alrededor de su estudio.

Debido a lo complejo que es el estudio de la reología de espumas se han llevado a cabo numerosos estudios alrededor de este tema por más de treinta años. Entre ellos se han hecho trabajos experimentales donde se estudió la espuma por medio de reómetros y dispositivos de laboratorio; se han hecho simulaciones en condiciones reales de la industria petrolera y se han realizado trabajos teóricos para describir la reología de la espuma partiendo de un modelo microscópico.

En este trabajo se dio el enfoque experimental para determinar los parámetros a considerar, que permitieran tener buenas mediciones buscando repetibilidad.

La espuma que se formó con el nitrógeno y la solución surfactante se comportó estable durante cada prueba del experimento. En cuanto a la calidad de la espuma se clasificó como una espuma seca, como se mencionó anteriormente; en cuanto a la textura la espuma presentó burbujas pequeñas en las pruebas de 15 [psi], en cuanto a las pruebas de 25 y 30[psi] la espuma tenía espumas de medianas a grandes.

Analizando la gráfica del modelo reológico (ver capítulo VI) se puede observar que para tiempos cortos la espuma se comporta como fluido reopéctico, en cambio para tiempos largos su comportamiento es de acuerdo a un fluido plástico de Bingham. En el capítulo VI se muestra a profundidad como se obtuvo el modelo reológico.

RESULTADOS

Se realizaron experimentos para analizar el comportamiento reológico de una espuma y medir distintos parámetros como: caída de presión en el reómetro, dh [Pa]; gasto volumétrico, Q [m³/s]; gasto de solución surfactante, Q_s [m³/s]; volumen acumulado, V [m³] y tiempo, t [s]. Los experimentos se hicieron a cuatro distintas presiones de inyección de gas: 15, 20, 25 y 30 [psi]. Todo lo anterior para obtener el modelo reológico que describiera el comportamiento de la espuma generada bajo ciertas condiciones.

Como se mencionó en el capítulo IV, se realizaron de cinco a ocho experimentos por cada gasto de inyección, de cada uno de ellos se registraron valores de caída de presión en el reómetro, así como el gasto de gas y volumen acumulado por medio de una videgrabadora. Después de analizar los videos todos los datos se colectaron en una hoja de cálculo para comenzar a trabajar con ellos.

Al analizar los datos fue notorio que las primeras corridas de cada una de los gastos de inyección no eran representativas debido a que se necesitaba cierto tiempo para que el sistema se estandarizara, por lo que se tomaron, generalmente, las últimas tres o cuatro corridas de cada experimento debido que mostraban un comportamiento más regular y consistente entre ellas.

La primer gráfica que se construyó fue la caída de presión, dh [Pa], contra tiempo, t [s]. En la Fig. 6.1 se observa que la presión del reómetro aumenta con el tiempo hasta alcanzar una cierta estabilidad cercana a los 900 [Pa]. La duración del experimento estuvo limitada en tiempo debido a la cantidad de surfactante en el generador de espuma y la capacidad del metanol para romper la espuma dentro del separador. La Fig. 6.2 muestra la ronda completa de experimentos que se hicieron con 15 [psi] como presión de inyección. Se puede observar que en los primeros tres el comportamiento fue muy irregular, esto se debía a que el sistema necesitaba estabilizarse. Por esto se tomaron en cuenta los últimos tres ya que su comportamiento fue muy similar debido a que el sistema se había estabilizado.

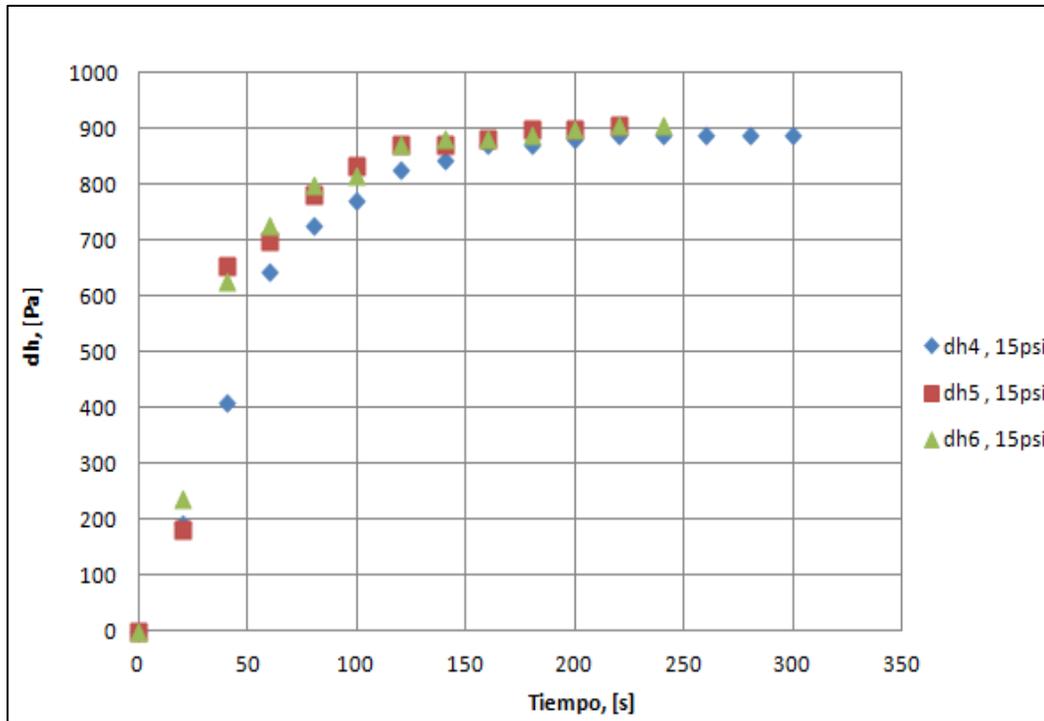


Fig. 6.1 Comportamiento de la Presión como función del Tiempo. Presión de inyección 15 [psi]

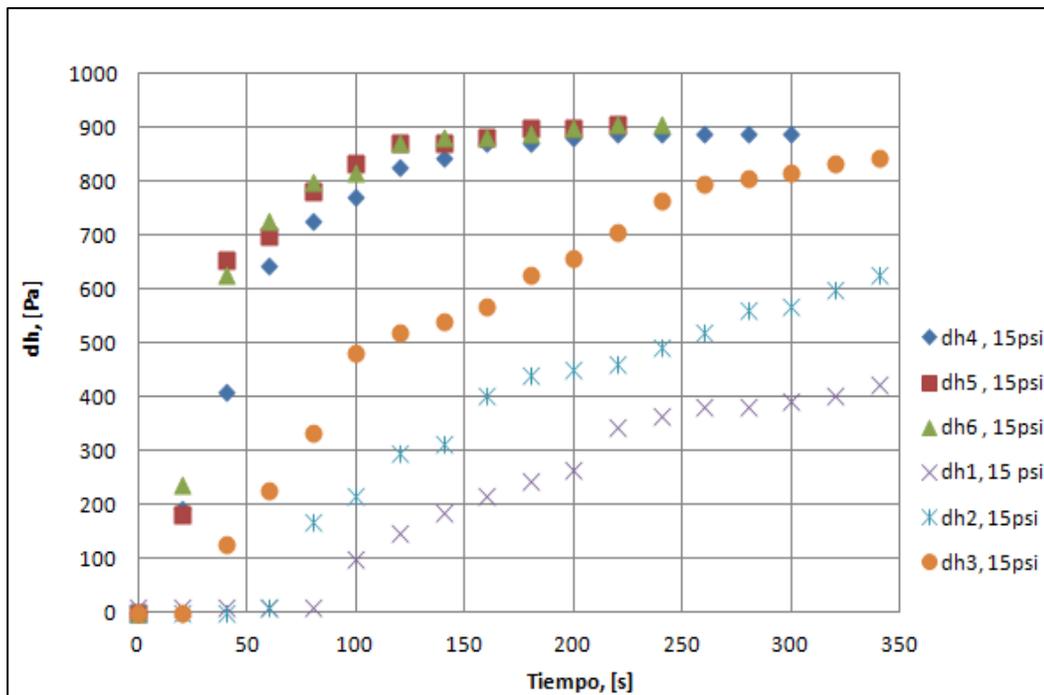


Fig. 6.2 Comportamiento de la Presión como función del Tiempo. Ronda completa con presión de inyección 15 [psi].

La siguiente gráfica es la de gasto total, Q_t [m^3/s], contra tiempo t [s]. Donde $Q_t = Q_{surfactante} + Q_{N_2}$. Esta nube de puntos, Fig. 6.3, es muy dispersa debido a que el gasto fue muy inconstante de una prueba a otra, se debe tomar en cuenta que el gasto de gas se midió con un gasómetro que opera bajo el principio de desplazamiento positivo lo que ocasiona una medición inconstante. Otra posible razón de la inconstancia del gasto fue el difusor que probablemente entre cada prueba se destapaba de residuos salinos provenientes del surfactante.

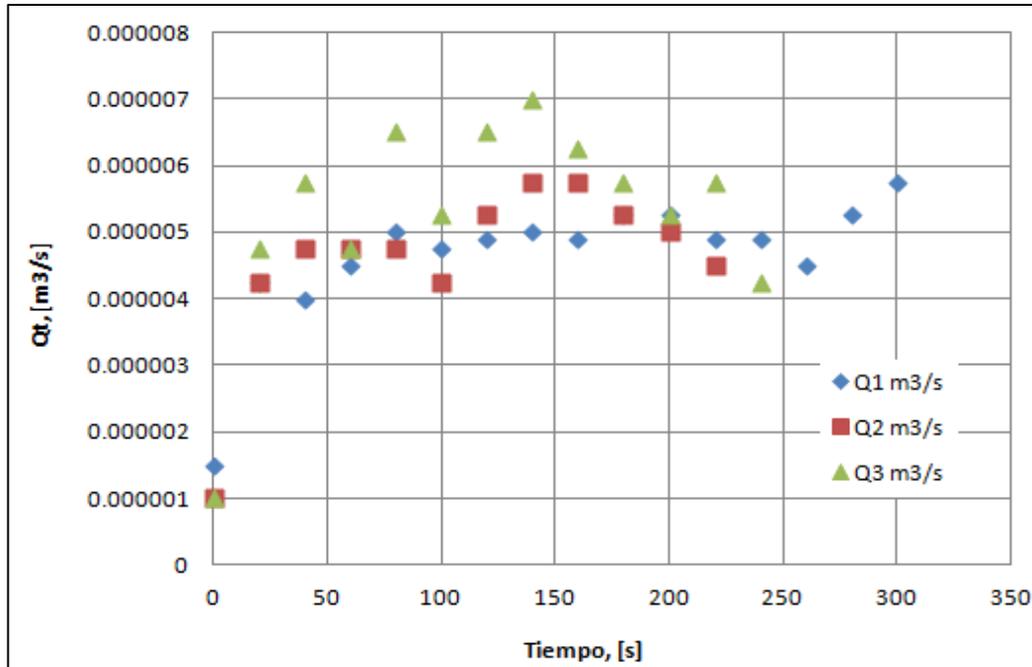


Fig. 6.3 Gráfica de Gasto Total vs Tiempo. Presión de inyección 15 [psi]

6.1 Calidad de la Espuma

Anteriormente, en el capítulo II, se mencionó que la calidad de una espuma influía mucho en su comportamiento. Recordando, la calidad está definida por el cociente del volumen de gas entre el volumen total, es decir volumen de gas más volumen de líquido. El volumen de gas se obtuvo del gasómetro y el volumen de líquido se obtuvo midiendo el nivel de surfactante, al inicio y al final de cada prueba, por la diferencia de alturas en el generador de espuma.

La calidad (x) se graficó contra el tiempo, Fig. 6.4. El comportamiento de esta serie de puntos fue muy estable ya que prácticamente la calidad de la espuma se mantuvo constante en el tiempo.

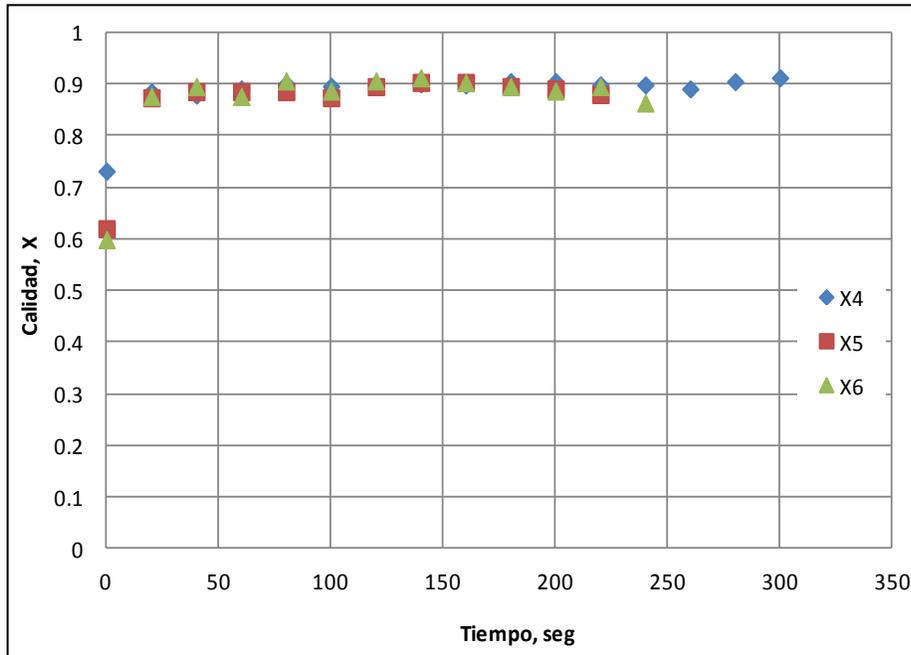


Fig. 6.4 Gráfica de Calidad vs Tiempo. Presión de Inyección 15 [psi]

Teniendo estas graficas como datos se requería hacer un ajuste para encontrar una función que describiera el comportamiento reológico de la espuma.

6.2 Modelo Reológico

Para entender el comportamiento reológico de la espuma, se propuso en primer lugar un modelo que relaciona la caída de presión en el reómetro como función del tiempo. De tal forma que se puede explicar parte del fenómeno transitorio de la inyección de espuma en el reómetro. Se propuso el siguiente modelo exponencial:

$$dh = a1 \left(1 - \exp\left(\frac{-t}{b1}\right) \right) \tag{6.1}$$

Donde dh= diferencial de presión, t= tiempo, a1 y b1= coeficientes de ajuste

Para hacer el ajuste del modelo se utilizó el software Origin 8.5. Los datos se exportaron de un archivo de Excel y se obtuvieron los valores de los parámetros a1 y b1. En las Figuras 6.4 y 6.5 se muestran los resultados y la grafica que arrojó Origin.

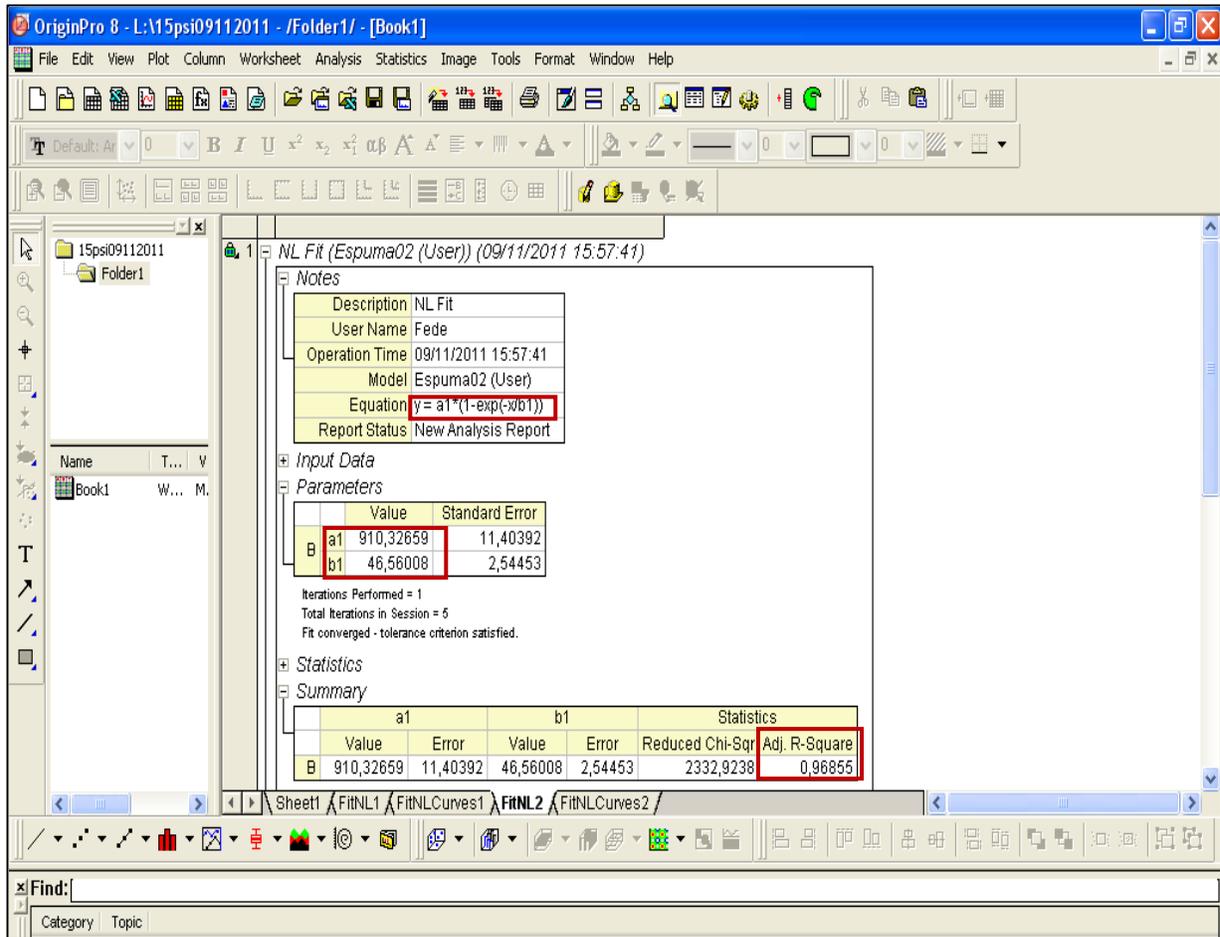


Fig. 6.5 Resultados del ajuste que realizó Origin

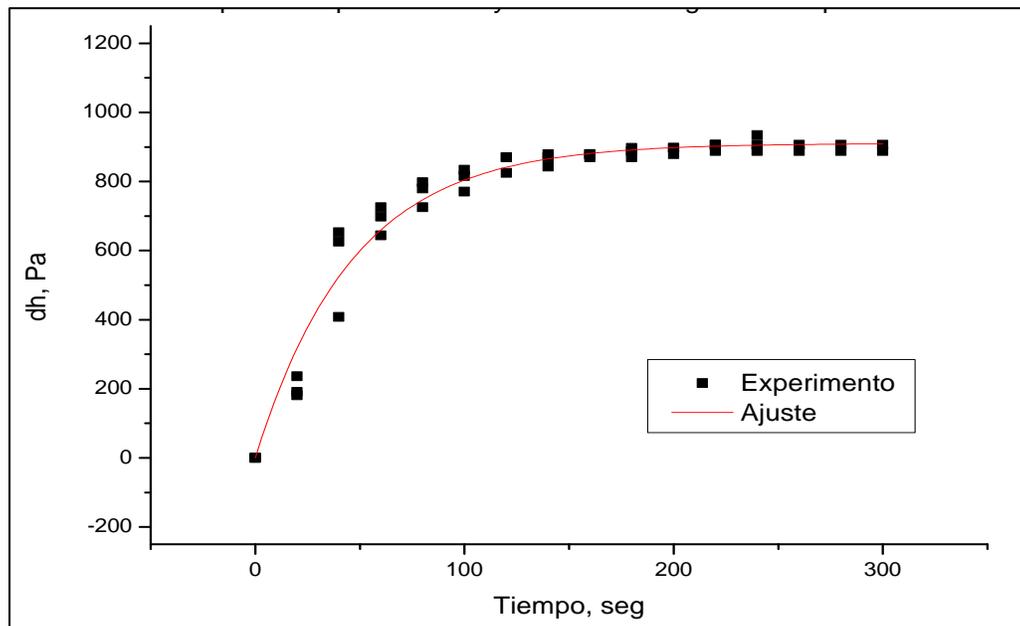


Fig. 6.6 Ajuste de la caída de presión como función del tiempo para Piny=15[psi]

Como se puede ver en la figura anterior la curva ajusta muy cercano a los datos experimentales, la función utilizada es la ecuación 6.1 y los parámetros de ajuste fueron los siguientes: $a_1= 910,32659$, $b_1=46,56008$ y un coeficiente de correlación $R^2=0.97$.

De manera análoga se hizo con los datos de los otros tres experimentos. Cabe mencionar que el experimento a 20[psi] se eliminó debido a que los resultados no eran concluyentes, analizando el sistema, se llegó a la conclusión de que el problema se debió al taponamiento del difusor.

En la Fig. 6.7 y en la Tabla 6.1 se presentan las curvas y los parámetros de ajuste para de cada uno de las presiones de inyección.

Tabla 6.1 Parámetros de ajuste para las cuatro presiones de inyección

	15 [psi]	20 [psi]	25 [psi]	30 [psi]
a1	910,32659	1102,108	1093,05799	1251,49246
b1	46,56008	55,9613	24,83365	13,7082

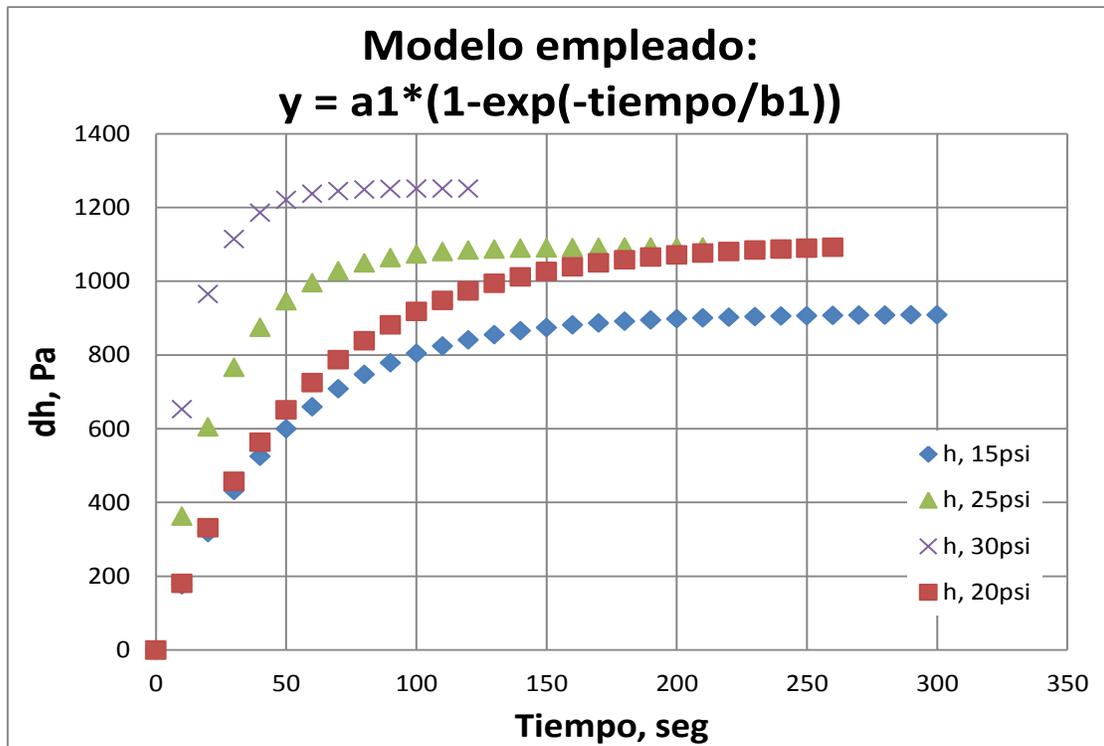


Fig. 6.7 Curvas ajustadas para cada uno de las presiones de inyección.

Se ajustó un modelo que explica el proceso transitorio del incremento en la presión del reómetro, como función de la presión de inyección y a su vez como función de la calidad. El modelo resultante es el siguiente:

$$Piny = 929.594x^3 - 2.257.460x^2 + 2290.886x - 692.210 \tag{6.2}$$

$$a1 = 22105641 * Piny + 569160720 \tag{6.3}$$

$$b1 = -2195478 * Piny + 79549340 \tag{6.4}$$

$$dh = a1 * \left(1 - \exp\left(\frac{-t}{b1}\right)\right)$$

En la grafica de la Fig. 6.8 se muestra la comparación entre el modelo ajustado y los datos experimentales donde se ve que el ajuste es bueno. El modelo nos indica hasta qué punto llega el estado estacionario.

En las Fig. 6.9 y 6.10 se presentan las gráficas de los coeficientes de ajuste a1 y b1 en función de la presión de inyección.

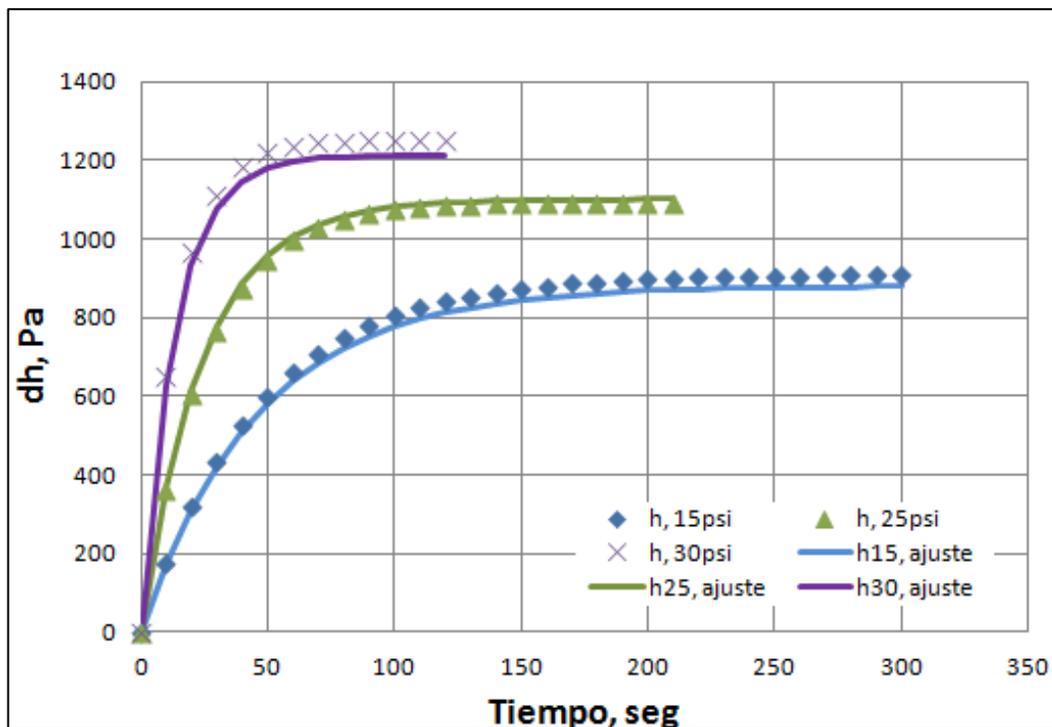


Fig. 6.8 Comparación entre los datos experimentales y el modelo ajustado

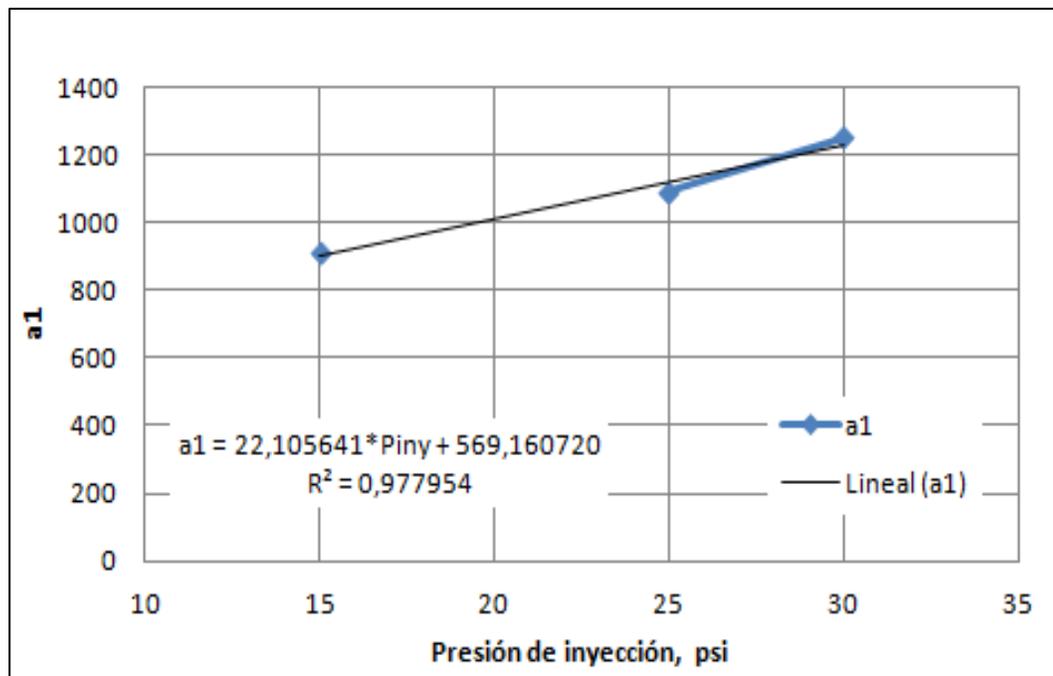


Fig. 6.9 Parámetro de ajuste a_1 en función de la Presión de Inyección

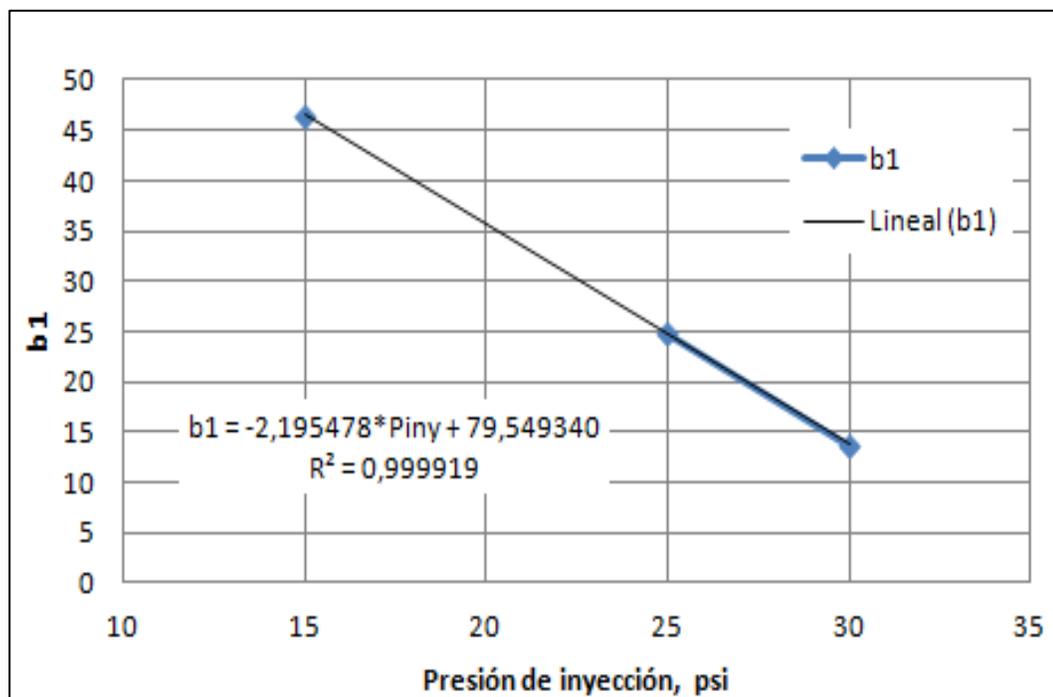


Fig. 6.10 Parámetro de ajuste b_1 en función de la presión de Inyección

Al graficar la presión de inyección en función de la calidad, resultó ser un polinomio de tercer grado el cual ajusto adecuadamente, Fig. 6.11.

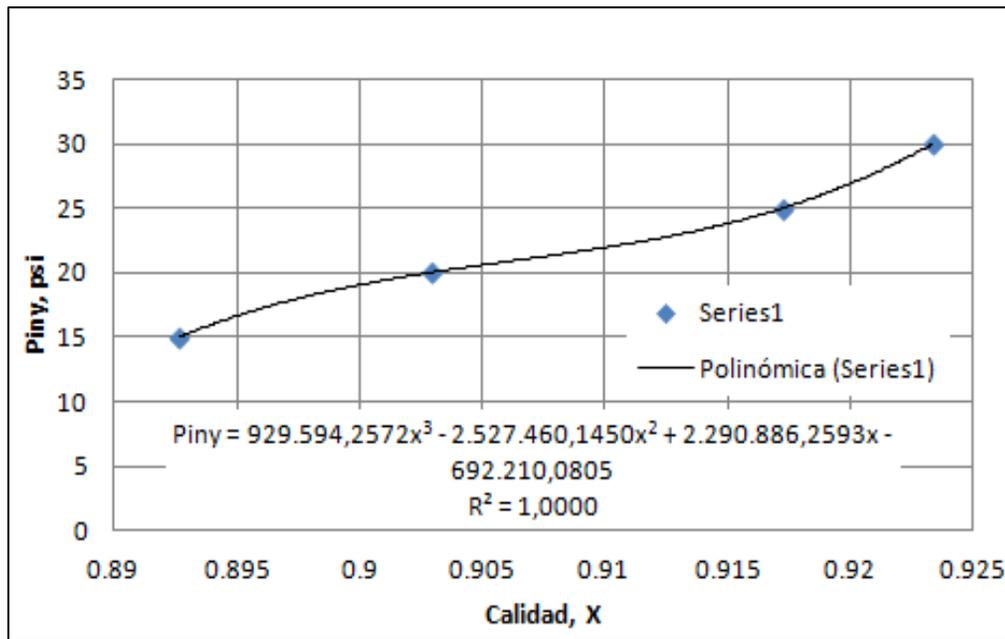


Fig. 6.11 Ajuste polinómico de la presión de inyección en función de la calidad

De forma complementaria se buscó simplificar el modelo obtenido y se encontró que el modelo experimental transitorio de la espuma se puede modelar directamente en función de la calidad y sin perder mucha precisión. El modelo resultante es el siguiente:

$$a1 = 10061.3976 * x - 8081.7496 \tag{6.5}$$

$$b1 = -1020.154 * x + 957.7604 \tag{6.6}$$

$$dh = a1 * \left(1 - \exp\left(\frac{-t}{b1}\right) \right)$$

Donde x es la calidad.

En la Fig. 6.12 se muestra la gráfica del ajuste del modelo simplificado con los datos experimentales. Así mismo en las Fig. 6.13 y 6.14 se grafican los parámetros de ajuste, a1 y b1, en función de la calidad.

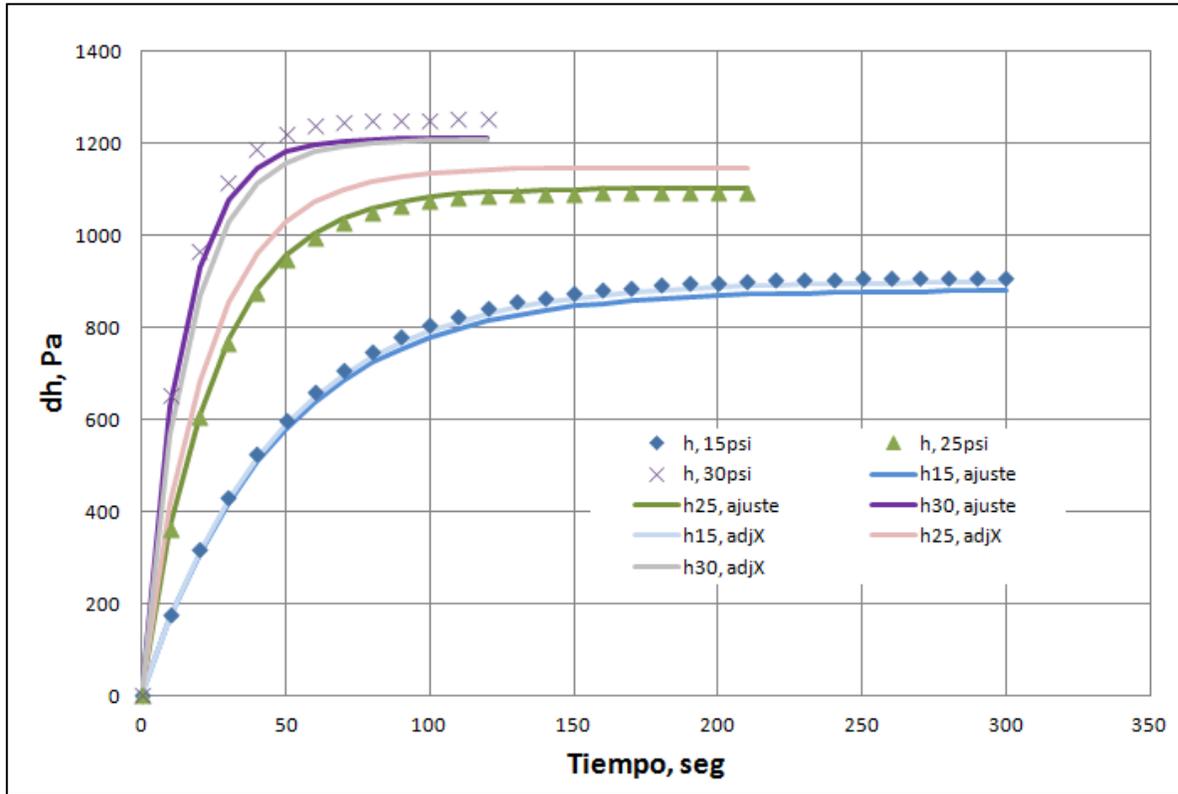


Fig. 6.12 Comparación entre los datos experimentales y el modelo reológico simplificado

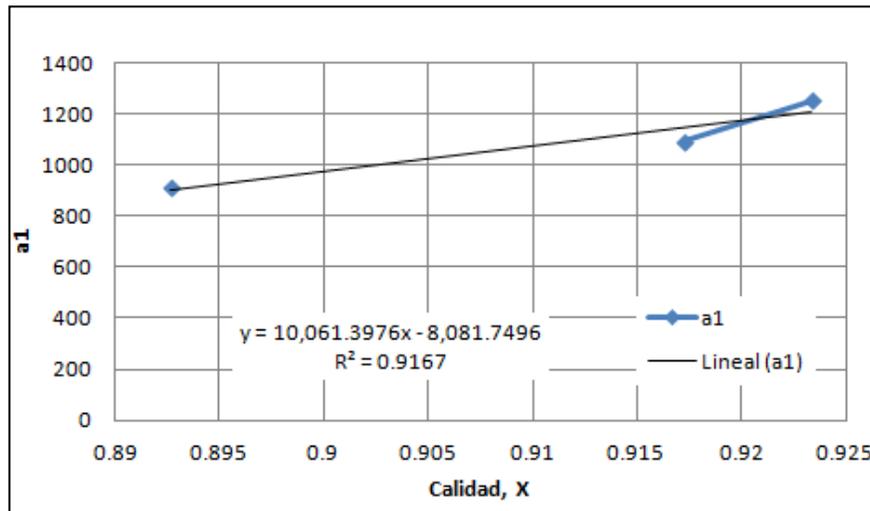


Fig. 6.13 Parámetro de ajuste a1 en función de la calidad

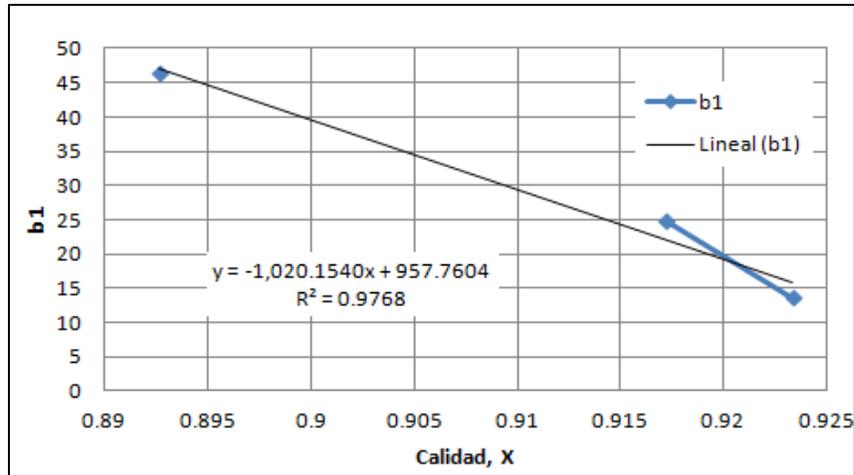


Fig. 6.14 Parámetro de ajuste b1 en función de la calidad

La Fig. 6.15 es un gráfica donde se incluyen todos los experimentos realizados, de acuerdo a la dh en función del Q_{total} , esta gráfica ilustra la parte del régimen permanente la cual tenía un crecimiento cuasi-lineal de la presión en el reómetro con respecto al gasto de espuma.

A la serie de puntos se le ajusta una línea de tendencia lineal, ajustándola en función del gasto siendo el coeficiente de correlación de 0.86, resultado aceptable. El incremento de la caída de presión con la velocidad es prácticamente lineal para los experimentos realizados, por ello el comportamiento resultante es similar a un fluido plástico de Bingham, Fig. 6.16.

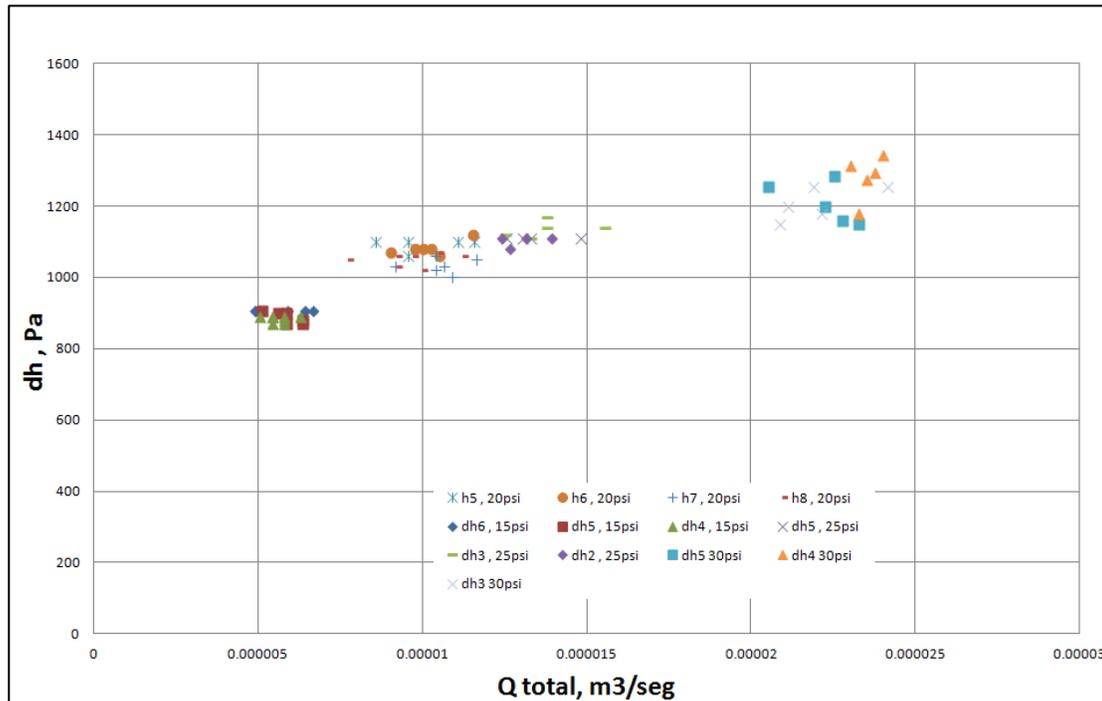


Fig.6.15 Caída de presión para distintos gastos bajo régimen permanente

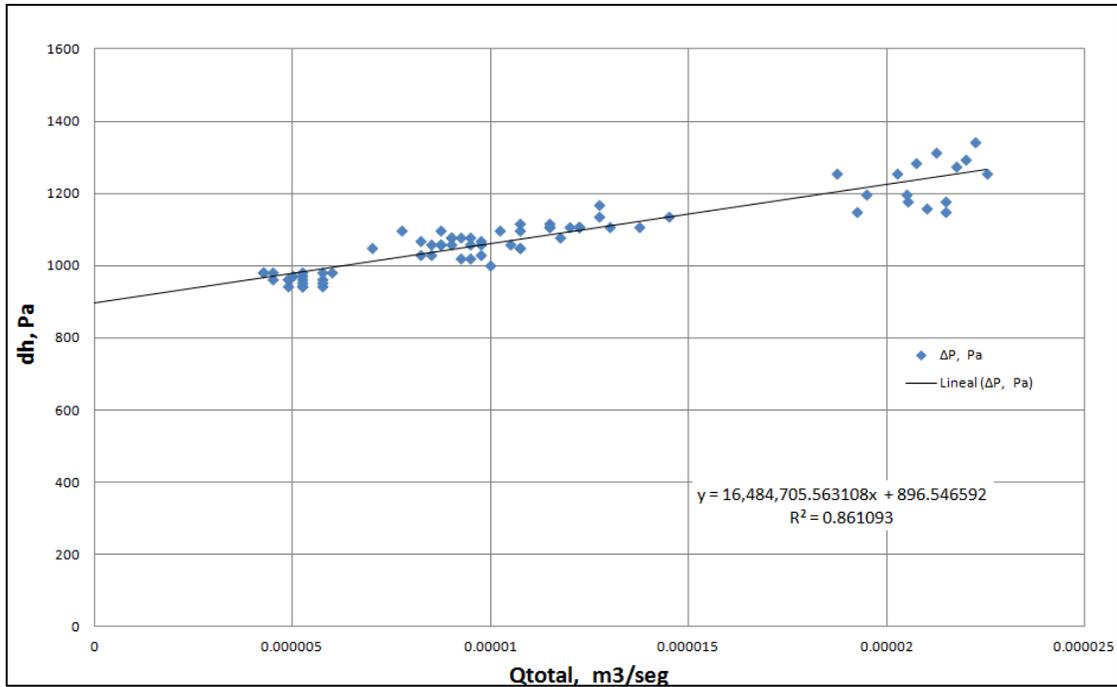


Fig. 6.16 Caída de presión vs gasto de espuma, ajuste lineal. La tendencia de la curva es similar al comportamiento de un fluido plástico de Bingham

6.3 Viscosidad Aparente

Tomando en cuenta la Ley de Poiseuille en la forma:

$$\frac{\dot{Q}}{A} = -\frac{r_h^2}{12\mu L} \Delta P \quad (6.7)$$

Despejando ΔP :

$$\Delta P = \left(-\frac{12\mu L}{Ar_h^2}\right) \dot{Q} \quad (6.8)$$

La pendiente de la línea en la Fig. 6.16 se representa de la siguiente forma:

$$m = \frac{12\mu L}{Ar_h^2} \quad (6.9)$$

Donde r_h^2 es el radio hidráulico que se obtiene de la siguiente expresión:

$$D_h = \frac{4A}{p} \quad (6.10)$$

Donde D_h es el diámetro hidráulico, A es el área y P es el perímetro.

Simplificando y obteniendo el radio hidráulico se tiene:

$$r_h = \frac{ah}{a+h} \tag{6.11}$$

Sustituyendo la ecuación 6.11 en 6.9 se obtiene:

$$m = \frac{12\mu L(a+h)^2}{(ah)(a+h)^2} \tag{6.12}$$

Despejando la viscosidad aparente μ y simplificando tenemos la expresión definitiva:

$$\mu_a = \frac{m \cdot a^3 \cdot h^3}{12 \cdot L \cdot (a+h)^2} \tag{6.13}$$

Donde	μ_a = viscosidad aparente		[Pa·s],
	m = pendiente de la curva	=	16484705.56 [Pa·s/m ³],
	a = espesor de la ranura del reómetro	=	0.02 [m],
	h = altura de la ranura del reómetro	=	0.01 [m],
	L = Longitud de la ranura del reómetro	=	0.55 [m]

El valor de la viscosidad aparente es de 0.0222 [Pa*s] \approx 22.2 [cP].

Este valor es muy apegado al resultado obtenido por Yan, Hirasaki, *et al.* el cual fue de 20 [cP]; por lo que el resultado del experimento realizado para este trabajo es muy satisfactorio.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La mayor parte de las reservas de hidrocarburos en México se encuentran en Yacimientos Naturalmente Fracturados. Debido a las características de estas formaciones la producción de aceite y gas proviene principalmente de las fracturas, quedando la mayor cantidad de hidrocarburos en la matriz. Por esto es necesario caracterizar profundamente los YNF para explotarlos adecuadamente.

Muchos de los yacimientos en México se encuentran en etapa de madurez, otros no producen hidrocarburos aplicando recuperación primaria y aun secundaria, por lo que es necesario aplicar un método de recuperación mejorada. En nuestro país existen varios métodos de EOR que han funcionado satisfactoriamente; sin embargo, se necesita investigar, desarrollar e implementar nuevos métodos para aumentar el factor de recuperación total de nuestros yacimientos.

Los métodos químicos para EOR, como inyección de polímeros, surfactantes, espumas, entre otros, han sido una buena opción en muchos campos petroleros alrededor del mundo. Este trabajo está enfocado al estudio de una espuma en bulto que fluía en un medio libre para diseñar un modelo reológico que describiera su comportamiento. Servirá como preámbulo para estudios posteriores sobre espumas para aplicarlo como método de Recuperación Mejorada.

Se hicieron varios experimentos bajo distintas presiones de inyección, después del análisis se obtuvo un modelo reológico que resultó ser una función exponencial que se ajustó adecuadamente a los datos que se obtuvieron experimentalmente. Para bajo régimen, estado transitorio, la espuma se comporta como un fluido reopéctico, esto significa que la viscosidad aumentaba con el tiempo. En cambio para tiempos largos, estado estacionario, la espuma se comportó como un plástico de Bingham, lo cual se apega a la teoría que indica que una espuma estable presenta un esfuerzo de cedencia, esto significa que la velocidad de corte se mantiene en cero hasta que se alcanza un límite que da inicio al flujo de cedencia, que al ser rebasado, el fluido se comporta de manera similar a un fluido newtoniano.

Los parámetros a_1 y b_1 obtenidos del modelo reológico se ajustaron de forma muy aceptable tanto con la presión de inyección del gas como con la calidad de la espuma. El ajuste que se hizo con él, respecto a los parámetros a_1 y b_1 en función de la calidad, ayudó a simplificar el modelo reológico.

De acuerdo a otros estudios realizados con espumas, muchos investigadores reportan que las espumas son pseudoplásticas, otros afirman que se comporta como un plástico de Bingham. La espuma con la que se trabajó en los experimentos se clasifica de acuerdo a su calidad como seca ya que según lo mencionado en el capítulo II, esta tiene valores mayores de 0.8. En las espumas secas la viscosidad se incrementa considerablemente por lo que debido a la aglomeración de burbujas se convierten en no newtoniano y frecuentemente presenta esfuerzo de cedencia. Para verificar si la espuma se comporta como fluido pseudoplástico se podría medir a bajos gastos, la viscosidad disminuiría con el gasto total pero el transitorio se alargaría más.

La concentración de 0.2 del surfactante que se ocupó fue la adecuada ya que permitió que la espuma no tuviera mucha viscosidad y así viajara adecuadamente por el medio libre.

La aplicación de espumas como EOR en yacimientos de México, resulta muy atractiva por lo que se recomienda que se continúen estudios de su comportamiento a diferentes condiciones, tomando en cuenta parámetros muy importantes como lo son: calidad, textura, tamaño de burbuja, etc., esto ayudará a construir un modelo reológico adecuado para caracterizar la espuma. Cabe mencionar que parámetros como la textura y tamaño de burbuja no tienen técnicas confiables de medición, la textura se puede inferir mediante perfiles de presiones o con datos de la viscosidad aparente del gas, en cuanto al tamaño de burbuja se puede representar por medio de un histograma o si hay suficientes datos se podría utilizar una función de distribución. Si hay espumas con una distribución de tamaño de burbujas cargada, los tamaños pequeños representarían que la espuma es estable. Se sabe que en la movilidad de la espuma es importante el tamaño de burbuja, por lo que en los experimentos que se realicen se debe considerar el conocimiento de la textura de la espuma, desafortunadamente los cambios en la textura son espontáneos

Existen complicaciones en la reología de la espuma ya que al cambiar la presión, cambia su calidad por lo cual para hacer un modelo reológico se deben conocer: tamaño de la burbuja, distribución de la burbuja y distribución espacial de la burbuja.

El presente trabajo fue un estudio del flujo de una espuma en un espacio libre, es necesario analizar el comportamiento de la espuma en sistemas fracturados homogéneos y heterogéneos. El sistema de caracterización reológico para una espuma utilizado en los experimentos de esta tesis sirve perfectamente para estudiar lo mencionado anteriormente al variar el espesor de fractura y agregarle un medio poroso, roca, para observar efectos de la matriz en el comportamiento de la espuma.

Bibliografía y Referencias

- Aguilera, R. (1980). *Naturally Fractured Reservoirs*. Tulsa: The Petroleum Publishing Co.
- Akers, R. (1976). *Foams*. Orlando, FL.: Academic Orlando FL.
- Amaya, L. (2010). *Apuntes de la Asignatura de Geología de Yacimientos Naturalmente Fracturados*. México: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Apaydin, O., & Kovscek, A. (2000). *Transient foam Flow in Homogeneous Porous Media: Surfactant Concentration and Capillary End Effects*. SPE Journal.
- Archie, G. (1942). *Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics*. Petroleum Transactions AIME.
- Bernard, G., & Holm, L. (1961). Effect of Foam on Permeability of Porous Media to Gas. *SPEJ* , 267-274.
- Bertin, H., Apaydin, O., Castanier, L., & Kovscek, A. (1998). *Foam Flow in Heterogeneous Porous Media: Effect of Crossflow*. Tulsa: SPE Journal.
- Bikerman, J. (1953). *Foams: Theory and Industrial Applications*. New York: Reinhold.
- Casteel, J., & Djabbarah, N. (1988). *Sweep Improvement in CO₂ Flooding by Use of Foaming Agents*. SPE Journal.
- Chang, R. (2002). *Química*. McGraw Hill.
- Chou, S. (1991). *Conditions for Generating Foam in Porous Media*. Texas: SPE Journal.
- Dholkawala, Z., Sarma, H., & Kam, S. (2007). Application of Fractional Flow Theory to Foams in Porous Media. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 57 , 152-165.
- Dong, Y. (2001). *Master Thesis: Experimental Study of CO₂ Foam Flow in Porous Media and Application of Fractional-Flow Method to Foam Flow*. Texas: University of Texas.
- Eason, R., & Cook, R. (1989). *A Comprehensive Analysis of Steam Foam Diverters and Applications Methods*. SPE Journal.
- Eren, T. (2004). *Master Degree: Foam Characterization: Bubble Size and Texture Effects*. Middle East Technical University.
- Fall, A., Musters, J., & Rawtulowski, J. (1989). *The Apparent Viscosity of Foam in Homogeneous Bed Packs*. SPE Journal.

- Falls, A., Hirasaki, G., Patzek, T., Gauglitz, D., Miller, D., & Ratulowski, T. (1988). *Development of a Mechanistic Foam Simulator: The Population Balance and Generation by Snap-Off*. SPE Journal.
- Gauglitz, P., Friedman, F., Kam, S., & Rossen, W. (2002). *Foam Generation in Homogeneous Porous Media*. Elsevier.
- Green, D. a. (1998). *Enhance Oil Recovery*. SPE Textbok Series.
- Haugen, A., & Ferno, M. (2010). *Experimental Study of Foam Flow in Fractures Oil-wet Limestone for Enhanced Oil Recovery*. Tulsa: SPE Journal.
- Herzhaft, B. (1999). *Rheology of Aqueous Foams: a Literature Review of some Experimental Works*. Oil & Gas Science and Technology.
- CNH(2010). *Factores de Recuperación de Aceite y Gas en México (Documento Técnico)*. México: CNH.
- Hirasaki, G., & Lawson, J. (1985). *Mechanisms of Foam Flow in Porous Media: Apparent Viscosity in Smooth Capillaries*. SPE Journal.
- Jensen, J., & Friedmann, F. (1987). *Physical and Chemical Effects of an Oil Phase on the Propagation of Foam in Porous Media*. California: SPE Journal.
- Kam, S., & Rossen, W. (2006). *A Model for Foam Generation in Heterogeneous Porous Media*. SPE Journal.
- Kam, S., Nguyen, Q., Li, Q., & Rossen, W. (2004). *Dynamic Simulations with an Improved Model for Foam Generation*. Houston: SPE Journal.
- Karsa, D. (1987). *Industrial Applications of Surfactants*. London: Royal Society of Chemistry.
- Khan, S., Schnepfer, C., & Armstrong, R. (1988). *Foam Rheology III Measurement of Shear Flow Properties*. Massachusetts: Journal of Rheology.
- Khatib, Z., Hirasaki, G., & Falls, A. (1988). *Effects of Capillary Pressure on Coalescence and Phase Mobilities in Foams Flowing Through Porous Media*. SPE Journal.
- Kovscek, A., & Bertin, H. (2002). *Estimation of Foam Mobility in heterogeneous Porous Media*. SPE Journal.
- Kovscek, A., & Radke, C. (1993). *Fundamentals of Foam Transport in Porous Media*. California: University of California.
- Kristiansen, T., & Holt, T. (1992). *Properties of Flowing Foam in Porous Media Containing Oil*. Oklahoma: SPE Journal.
- Lake, L. (1989). *Enhanced Oil Recovery*. Prentice Hall.

Lee, H., Heller, J., & Hoeffler, A. (1990). *Changes in Apparent Viscosity of CO₂-Foam with Rock Permeability*. Tulsa: SPE 20194.

Li, Z. (2008). *Experimental Study and Modeling of Gas Trapping in Foam Flow in Porous Media Using a Gas Tracer Technique*. Texas: Texas University.

Llave, F., & Olse, D. (1990). *Use of Mixed Surfactant to Generate Foam for Mobility Control in Chemical Flooding*. Tulsa: SPE/DOE 20223.

Llave, F., Chung, F., Louvier, R., & Hudgins, D. (1990). *Foams as Mobility Control Agents for Oil Recovery by Gas Displacement*. Tulsa: SPE Journal.

Mardsen, S., Earlin, J., & Albrecht, R. (1967). Use of Foam in Petroleum Operations. *Séptimo Congreso Petrolero*.

Matías, C. (2011). *Inyección de Espumas en Proyectos de Recuperación Mejorada; Control de Movilidad del Gas*. D.F.: Facultad de Ingeniería, UNAM.

Mooney, M. (1951). *The Viscosity of a Concentrated Suspensions of Spherical Particles*. Colloid Sci.

Nelson, R. (2001). *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs* (Segunda edición ed.). Texas: Gulf Professional Publishing.

Osterloh, W., & Jante, M. (1992). *Effects of Gas and Liquid Velocity on Steady-State Foam Flow*. Tulsa: SPE Journal.

Pal, R. (1992). *Rheology of Polymer-Thickened Emulsions*. Rheology Journal.

Princes, H. (1983). *Rheology of Foam and Highly Concentrated Emulsions, I. Elastic Properties and Yield Stress of a Cylindrical Model System*. Colloids Interf.

PEMEX (2010). *Las Reservas de Hidrocarburos de México*. México.

Raza, S. (1970). Foam in Porous Media: Characteristics and Potential Applications. *SPEJ*, 328-336.

Rosen, M. (1989). *Surfactants and Interfacial Phenomena*. New York: Wiley.

Rossen, W. (2008). *Foam Short Course Notes*. Holanda: Delft University of Technology.

Rossen, W., & Wang, M. (1999). *Modeling Foam for Acid Diversion*. SPE Journal.

Rossen, W., & Zhou, Z. (1995). *Modeling Foam Mobility in Porous Media*. SPE Journal.

Saidi, A. M. (1987). *Reservoir Engineering of Fractured Reservoirs (Fundamental and Practical Aspects)*. Paris: Total Edition Press.

Sanchez, J., & Hazlett, R. (1992). *Foam Flow Through an Oil-Wet Porous Medium: A Laboratory Study*. SPE Journal.

Schramm, L. (1992). *Emulsions, Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*. Washington, DC: American Chemical Society.

Schramm, L. (1994). *Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*. DC: American Chemical Society.

Siddiqui, S. T., Sleh, S., & Islam, S. (1997). *A Laboratory Investigation of Foam Flow in Low Permeability Berea Sandstone Core*. SPE Journal.

Smith, C. (1975). *Mechanics of Secondary Oil Recovery*. Robert E. Krieger Publishing Co.

Stearns, D. &. (1972). *Reservoirs in Fractured Rock in Stratigraphic Oil and Gas Fields Classification, Exploration Methods and Case Histories*. APGM.

Suen, C. (2006). *PH.D. Thesis: Experimental and Simulation Study of Foam in Porous Media*. Texas: Texas University.

Tanzil, D., Hirasaki, G., & Miller, C. (2002). *Conditions for Foam Generation in Homogeneous Porous Media*. SPE 75176.

Treiner, H., Heller, P., & Hoeffler, A. (1985). *Apparent Viscosity Measurements of Surfactant Foam in Porous Media*. Bertlesville: DOE SF.

Vikingstad, A. (2006). *Ph.D. Thesis: Static and Dynamic Studies of Foam and Foam-Oil Interactions*. Bergen: University of Bergen.

Weaire, D. a. (1999). *The Physics of Foams*. Oxford University Press.

Yan, W. (2006). *Foam for Mobility Control in Alkaline/Surfactant Enhanced Oil Recovery Process*. Houston: Rice University.

Yan, W., Miller, C., & G., H. (2006). *Foam Sweep in Fractures for Enhanced Oil Recovery*. Houston: Rice University.

