



---

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO  
FACULTAD DE INGENIERÍA

# TESIS

## FRACTURAMIENTO A LA FORMACIÓN CON CO<sub>2</sub> Y N<sub>2</sub>.

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

HERNÁNDEZ MENDOZA OSCAR DANIEL  
VICENCIO MARTÍNEZ ALAN GÉNESIS

DIRECTOR: ING. ISRAEL CASTRO HERRERA



Ciudad Universitaria, México, D. F., Noviembre 2010.



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

**Hernández Mendoza Oscar Daniel****A la Universidad Nacional Autónoma de México.**

A esta distinguida y noble institución constructora de conocimiento, le agradezco por ser mi alma máter y casa de estudios desde mi educación secundaria, fomentar en mi persona la búsqueda de constante superación, amor y orgullo por sus colores, símbolos y escudos vinculados con mi identidad universitaria y personal.

“Por mi raza hablará el espíritu”.

**A mis padres.**

Por brindarme apoyo incondicional durante mi formación profesional, amor y confianza, a ellos les dedico este primer logro.

**Al M. en C. Herón Gachuz Muro.**

Por ser guía para la elaboración de este trabajo, gracias por sus consejos y conocimientos compartidos.

**A mis sinodales:**

**Ing. María Cristina Avilés Alcántara**

**Ing. Israel Castro Herrera**

**Ing. Leonardo Cruz Espinoza**

**Dra. Martha Leticia Cecopieri Gómez**

**Dra. Rocío De La Torre Sánchez**

Gracias a cada uno de ellos por acceder a evaluar este trabajo, representar a todos mis profesores, su tiempo dedicado y consejos.

---

**Vicencio Martínez Alan Génesis.**

**Agradezco a mis padres**

Por darme la oportunidad de existir, por darme los tesoros más grandes que pudieran dársele a un hijo, amor y amistad incondicional.

**A mi hermana**

Ya que su cariño y apoyo me ayudaron a ser una mejor persona.

En pocas palabras quiero agradecer a mi familia por su comprensión y confianza, porque sin su apoyo no hubiera sido posible la culminación de mi carrera profesional. Por lo que ha sido y será....Gracias.

**A mis amigos**

Que durante toda la carrera me apoyaron y estuvieron a mi lado.

**A la universidad**

Por todo el conocimiento adquirido durante mi estadía en la misma.

**Al M. en C. Herón Gachuz Muro**

Por todo el apoyo brindado para poder realizar este trabajo de tesis.

**A mis sinodales**

**Ing. María Cristina Avilés Alcántara**

**Ing. Israel Castro Herrera**

**Ing. Leonardo Cruz Espinoza**

**Dra. Martha Leticia Cecopieri Gómez**

**Dra. Rocío De La Torre Sánchez**

Por dedicar un poco de su tiempo a revisar este trabajo de tesis

---

**ÍNDICE****LISTA DE FIGURAS****LISTA DE TABLAS****RESUMEN****INTRODUCCIÓN****CAPÍTULO I: TIPOS DE FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO.**

1.1 Introducción.	1
1.2 Fluidos espuma.	2
1.2.1 Uso de espumas para fracturamiento de formaciones.	3
1.3 Fluidos base agua.	6
1.3.1 Fluidos de baja viscosidad.	6
1.3.2 Fluidos crosslinked.	7
1.3.3 Fluidos de borato crosslinked.	7
1.3.4 Fluidos crosslinked ion metálicos.	8
1.3.5 Sistemas de crosslink retardados.	10
1.3.6 Fluidos base agua en pozos de gas.	12
1.4 Fluidos base aceite.	13
1.5 Fluidos energizados .	14
1.6 Espumas y emulsiones.	16
1.7 Fluidos no-convencionales.	17
1.7.1 Fluidos surfactantes viscoelásticos.	17
1.7.2 Espumas surfactantes viscoelásticas.	19
1.7.3 Emulsión de dióxido de carbono con fluidos acuosos base metanol.	20
1.7.4 Espumas crosslinked.	20
1.7.5 Fluidos base metanol no-acuosos.	20
1.7.6 Fluidos base- $CO_2$ líquido.	22
1.7.7 Fluido espuma con base $CO_2$ líquido.	25
1.8 Fluido de fracturamiento ácido.	25

**CAPÍTULO II: INTRODUCCIÓN AL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.**

2.1 Introducción.	27
2.2 Alta permeabilidad vs Baja permeabilidad.	27
2.3 Mejoramiento del flujo cercano al pozo vs estimulación del yacimiento.	27
2.4 Entendiendo la importancia de la presión.	28
2.5 Diferentes tipos de presión .	29
2.6 Presión Neta.	30
2.7 Efectos de la tortuosidad y de la fricción en los disparos.	32
2.8 Mini fracturas.	36
2.9 Características mecánicas de la roca.	36
2.9.1 Definiciones básicas.	36
2.9.1.1 Esfuerzo y deformación.	36
2.9.1.2 Coeficiente de Poisson.	37

2.9.1.3 Módulo de Young.	38
2.9.1.4 Otras características mecánicas de la roca.	39
2.9.1.5 Criterio de rompimiento y cedencia.	42
2.9.2 Esfuerzo in-situ y orientación de la fractura.	44
2.9.2.1 Esfuerzo de sobrecarga.	45
2.9.2.2 Esfuerzos horizontales.	45
2.9.2.3 El efecto de presión de poro y gradiente de fractura.	45
2.10 Características reológicas del fluido.	47
2.10.1 Viscosidad.	47
2.10.1.1 Velocidad, esfuerzo de corte y viscosidad.	47
2.10.1.2 Medición de la viscosidad.	48
2.10.2 Comportamiento del fluido.	48
2.10.2.1 Fluidos Newtonianos.	48
2.10.2.2 Fluidos no-Newtonianos.	49
2.10.2.2.1 Fluido plástico de Bingham.	49
2.10.2.2.2 Fluido de ley de potencias.	50
2.10.2.2.3 Fluidos Herschek-Buckley.	50
2.10.2.3 Viscosidad aparente.	51
2.10.3 Regímenes de flujo.	51
2.10.3.1 Flujo tapón, laminar y turbulento.	51
2.10.3.2 Número de Reynolds.	52
2.10.4 Fricción de fluido.	53
2.10.4.1 La influencia del régimen de flujo.	53
<b>CAPITULO III: FRACTURAMIENTO A LA FORMACIÓN CON <math>CO_2</math> Y <math>N_2</math>.</b>	
3.1 Antecedentes históricos del uso de los gases en el fracturamiento y en la estimulación.	55
3.1.1 Introducción.	55
3.1.2 La utilidad del $CO_2$ como un componente energizante para fluidos fracturantes.	57
3.1.3 Espuma fracturante con $CO_2$ .	58
3.1.4 Fluidos mezclados con $CO_2$ .	61
3.2 Propiedades del $CO_2$ y $N_2$ .	62
3.2.1 Propiedades del $CO_2$ .	62
3.2.1.2 Propiedades físicas del dióxido de carbono ( $CO_2$ )	62
3.2.1.3 Transición y diagrama de fases para el $CO_2$ .	67
3.2.1.4 Equilibrio de fase.	68
3.2.1.5 La ecuación Clausius-Clapeyron.	69
3.2.1.6 Equilibrio sólido – líquido.	70
3.2.1.7 Equilibrio sólido-vapor.	70
3.2.1.8 Diagrama de fase calculado de las ecuaciones derivadas.	71
3.2.1.9 $CO_2$ – Interacciones roca – fluido.	72

3.2.1.10 Condiciones PVT.	72
3.2.1.11 Hidratos de $CO_2$ .	72
3.2.1.12 Mojabilidad.	72
3.2.1.13 Hidratos.	73
3.2.1.14 Anomalías durante la inyectividad.	73
3.2.1.15 Entrampamiento.	73
3.2.1.16 Permeabilidad relativa.	73
3.2.1.17 Heterogeneidad.	74
3.2.2 Propiedades del $N_2$ .	74
3.2.2.1 Historia del nitrógeno.	74
3.2.2.2 Generalidades.	74
3.2.2.3 Preparación y usos.	75
3.2.2.4 Suministro en campo de nitrógeno líquido.	75
3.2.2.5 Propiedades termodinámicas.	77
3.2.2.6 Diagrama de fase.	77
3.2.2.7 Curva de equilibrio líquido – vapor.	78
3.3 Fracturamiento a la formación con $CO_2$ y $N_2$ .	78
3.3.1 Características del uso de $CO_2$ y $N_2$ en el fracturamiento hidráulico.	78
3.3.1.1 Características de Leakoff.	78
3.3.1.2 Características hidrostáticas.	79
3.3.1.3 Transporte del apuntalante.	79
3.3.1.4 Modelado.	80
3.3.1.5 Operaciones.	80
3.3.1.6 Diseño del tratamiento.	81
3.3.2 Propiedades de las espumas de fracturamiento hidráulico.	82
3.3.2.1 Pérdida de fluido.	83
3.3.2.2 Capacidad de acarreo de arena.	87
3.3.2.3 Viscosidad de la espuma.	90
3.3.2.4 Otras propiedades.	95
3.3.3 Evaluación de propiedades de espumas y consideraciones de diseño.	95
3.3.3.1 Textura.	95
3.3.3.2 Estabilidad.	96
3.3.3.3 Efectos de calidad en viscosidad de la espuma.	97
3.3.3.4 Fricción de la espuma.	99
3.3.4 Criterio de diseño de espumas de fracturamiento.	100
3.3.4.1 Pérdida de fluido.	100
3.3.4.2 Compatibilidad con el fluido de la formación.	100
3.3.4.3 Reología y fricción.	101
3.3.4.4 Efectos del apuntalante.	101
3.3.5 Procedimiento de diseño.	102
3.3.6 Prácticas y procedimientos de seguridad.	104
3.3.7 Aspectos económicos.	104
Nomenclatura.	105

**CAPITULO IV: APLICACIONES REALES DE TRATAMIENTOS CON  $CO_2$  Y  $N_2$ .**

4.1 Historial exitoso de aplicaciones del sistema de fracturamiento con $CO_2$ y $CO_2/N_2$ .	108
4.2 Resultados de campo.	110
4.3 Revisión de los resultados de campo.	110
4.4 Comparación de los resultados de aplicar tres diferentes fluidos de fracturamiento energizados con $CO_2$ , en pozos de campos en Alberta, Canadá.	114
4.4.1 Introducción.	114
4.4.2 Descripción del proyecto.	114
4.4.3 Diseño del tratamiento.	115
4.4.4 Ejecución del tratamiento.	118
4.4.5 Resultados iniciales de flujo de regreso.	120
4.4.6 Recuperación de apuntalante.	121
4.4.7 Resultados de pruebas de flujo.	121
4.4.8 Resultados a largo plazo de los tratamientos.	123
4.4.9 Discusión.	124

**CONCLUSIONES****REFERENCIAS**



## Lista de figuras

<b>Figura 1.1</b> - Equipo de campo para la generación de espuma	5
<b>Figura 1.2</b> - Estructura química del borato crosslinked guar.	7
<b>Figura 1.3</b> - Viscosidad de fluidos crosslinked borato con guar estándar y guar de alto rendimiento a 200°F	8
<b>Figura 1.4</b> - Estructura coloidal del circonio y posible mecanismo de crosslink con guar (después de Kramer y Prud'homme, 1987)	9
<b>Figura 1.5</b> - Viscosidad de fluidos borato y circonio crosslinked a altas temperaturas.	10
<b>Figura 1.6</b> - Progreso del cierre del vortex en una jarra de mezcladora con un crosslinker retardado de circonio añadido al gel base.	11
<b>Figura 1.7</b> - Aumento de la viscosidad temprana de un fluido circonio crosslinked retardado en viscosímetro Fann 50.	11
<b>Figura 1.8</b> - Efecto de historial de corte y viscosidad del fluido borato crosslinked. (Después de Cawiezel, 2004)	12
<b>Figura 1.9</b> - Efecto de historial de corte en la viscosidad del fluido crosslinked circonio en Fann 50 (después de Craigie, 1983)	12
<b>Figura 1.10</b> - Evolución química de los fluidos de fracturamiento base aceite.	13
<b>Fig. 1.11</b> - Concepción de artista de la formación de estructuras ordenadas con surfactantes VES	18
<b>Figura 1.12</b> - Compatibilidad del $CO_2$ de un HPG especial altamente derivados en metanol no-acuoso, comparado con un HPG regular altamente derivados en metanol no-acuoso, el cual se precipita una vez expuesto al $CO_2$ (después de Gupta y colaboradores, 2003).	22
<b>Figura 1.13</b> - Diagrama esquemático de una mezcladora de $CO_2$	24
<b>Figura 2.1</b> - Ilustración diagramática de las trayectorias de flujo restringidas entre las perforaciones y la(s) fractura(s) principal(es), que causan tortuosidad.	33
<b>Figura 2.2</b> - Ilustración de los efectos del esfuerzo horizontal contra la tortuosidad (después de Wright y colaboradores, 1996)	35
<b>Figura 2.3</b> - Aplicación de la fuerza F en la dirección "x" producirá una deformación en la dirección "y".	37
<b>Figura 2.4</b> - Fuerza F aplicada para producir esfuerzo de corte.	40

<b>Figura 2.5</b> - Cambios de volumen de $V_1$ a $V_2$ conforme la presión se incrementa de $P_1$ a $P_2$ .	41
<b>Figura 2.6</b> - Estado general del esfuerzo (después Budynas, 1999).	43
<b>Figura 2.7</b> - Criterio de ruptura Mohr-Coulomb para materiales quebradizos.	44
<b>Figura 2.8</b> - Propagación de la fractura perpendicular al esfuerzo horizontal mínimo.	47
<b>Figura 2.9</b> - Relación entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte para un fluido newtoniano.	48
<b>Figura 2.10</b> - La relación entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte para a) Un fluido Newtoniano; b) Fluido de la ley de potencias (adelgazamiento de corte); c) Fluido plástico de Bingham y d) fluido Herschel-Buckley.	49
<b>Figura 2.11</b> - Cambio en la viscosidad aparente para un fluido de la ley de potencias a dos gastos de corte.	51
<b>Figura 2.12</b> - Los tres regímenes de flujo	52
<b>Figura 3.1</b> - Solubilidad del $CO_2$ y $N_2$ en agua.	59
<b>Figura 3.2</b> - pH vs [scf] de $CO_2$ por barril de $H_2O$	59
<b>Figura 3.3</b> - Factor de compresibilidad para $CO_2$ .	60
<b>Figura 3.4</b> - Temperatura de inyección del $CO_2$ .	60
<b>Figura 3.5</b> - Rendimiento del gas del $CO_2$ líquido.	61
<b>Figura 3.6</b> - Diagrama de fase del $CO_2$	64
<b>Figura 3.7</b> - Densidad del $CO_2$ líquido	65
<b>Figura 3.8</b> - Densidad del $CO_2$ como una función de la presión y temperatura [2 y 3]	65
<b>Figura 3.9</b> - Viscosidad del $CO_2$ líquido	66
<b>Figura 3.10</b> - Viscosidad del $CO_2$ como función de presión y temperatura [2].	66
<b>Figura 3.11</b> - Compresibilidad como una función de presión y temperatura [2,4 y 5]	67
<b>Figura 3.12</b> - Solubilidad del $CO_2$ en agua como una función de: (a) presión y temperatura, (b) presión y salinidad [2,6 y 7]	67
<b>Figura 3.13</b> - Diagrama de fase esquemática y transición de fase	69
<b>Figura 3.14</b> - Diagrama de fase calculado para el $CO_2$ puro.	71

---

<b>Figura 3.15</b> - Diagrama de fase $N_2$	77
<b>Figura 3.16</b> - En el gráfico, la presión es en bar o $1.01968 \text{ kg/cm}^2$ 0.1 MPa, temperatura en K o °C. El punto crítico es indicado por un punto negro en la curva de equilibrio líquido-vapor.	78
<b>Figura 3.17</b> - Mezcladora de $CO_2$ líquido	81
<b>Figura 3.18</b> - Aparato experimental para la evaluación de la invasión de espuma de paquetes de arena	83
<b>Figura 3.19</b> - Fluido desplazado desde los paquetes de arena con un 70% de calidad de espuma.	84
<b>Figura 3.20</b> - Fluido desplazado desde los paquetes de arena por con un 80% de calidad de espuma.	84
<b>Figura 3.21</b> - Coeficiente de fluido de fracturamiento espuma, agua y agua gelificada.	86
<b>Figura 3.22</b> - Velocidad de asentamiento de la arena en una espuma estática y 500 cp en fluido Newtoniano	89
<b>Figura 3.23</b> - Viscosidad efectiva de la espuma en tuberías y ranuras.	91
<b>Figura 3.24</b> - Caída de presión debido a la fricción de espumas fluyendo en la tubería.	92
<b>Figura 3.25</b> - Comparación del espesor de la fractura horizontal de 70% de calidad de espuma y 40 #1000 gal WG-6 agua gelificada.	94
<b>Figura 3.26</b> - Comparación del espesor de la fractura horizontal de 70% de calidad de espuma y 40 # agua gelificada.	94
<b>Figura 3.27</b> - Gráfica de vida media contra fluidos espumosos.	97
<b>Figura 3.28</b> - Gráfica de calidad de la espuma contra viscosidad de la espuma.	98
<b>Figura 3.29</b> - Gráfica mostrando el efecto de la calidad de la espuma y velocidad de corte en la viscosidad de espumas de $N_2$ líquido a temperatura ambiente.	98
<b>Figura 3.30</b> - Gráfica mostrando el efecto de la calidad y velocidad de corte en sistemas de espumas gelificados.	99
<b>Figura 3.31</b> - Equipo de medición de espuma	103

---

---

<b>Figura 4.1</b> - Ubicaciones donde la estimulación por fractura incluye $CO_2$ como un aditivo	111
<b>Figura 4.2</b> - Localización de los pozos de interés.	115
<b>Figura 4.3</b> - Fluido total inyectado por tipo de tratamiento.	116
<b>Figura 4.4</b> - Máxima concentración efectiva agujero-abajo de apuntalante.	116
<b>Figura 4.5</b> - Agua total inyectada por tipo de tratamiento.	118
<b>Figura 4.6</b> - Gasto actual de $CO_2$ medido.	119
<b>Figura 4.7</b> - Calidad actual de $CO_2$ medida.	119
<b>Figura 4.8</b> - Porcentaje de carga de fluido recuperada.	120
<b>Figura 4.9</b> - Carga de fluido remanente en la formación.	121
<b>Figura 4.10</b> - Apuntalante total recuperado en limpieza inicial.	122
<b>Figura 4.11</b> - Gastos en pruebas de flujo en orificio de placa.	122
<b>Figura 4.12</b> - Presiones en pruebas de flujo en orificio de placa.	123
<b>Figura 4.13</b> - Comparación de índice de producción a largo plazo.	124
<b>Figura 4.14</b> - Comparación de producción acumulada a largo plazo.	124
<b>Figura 4.15</b> - Polímero total inyectado dentro de la formación.	125

**Lista de tablas**

<b>Tabla 2.1</b> - Fuentes de ganancia de energía y uso de energía durante las operaciones de fracturamiento.	28
<b>Tabla 3.1</b> - Espuma como fluido fracturante deseable	55
<b>Tabla 3.2</b> - Propiedades del nitrógeno	76
<b>Tabla 3.3</b> - Viscosidad plástica y límite elástico de la espuma (después de Krug 1971)	82
<b>Tabla 3.4</b> - $C_I$ determinado de información experimental de fluido de desplazamiento	86
<b>Tabla 3.5</b> - Velocidad de asentamiento de la partícula en espuma estática	88
<b>Tabla 4.1</b> - Porcentaje de mineral en las formaciones Muddy, Frio, Queen City, Olmos, Bend Conglomerate	112

**INTRODUCCIÓN.**

La estimulación de pozos es una de las actividades más importantes en el mantenimiento de la producción de los pozos petroleros, ésta consiste en la inyección de fluidos de tratamiento a gastos y presiones por debajo de la presión de fractura, con la finalidad de remover el daño ocasionado por la invasión de los fluidos a la formación durante las etapas de perforación y terminación de pozos, o por otros factores durante la vida productiva del pozo.

Una estimulación es el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo. Es una actividad fundamental para el mantenimiento o incremento de la producción de aceite y gas, además puede favorecer en la recuperación de las reservas.

En México la mayor parte de las estimulaciones se efectúan en rocas carbonatadas (calizas) utilizando ácido clorhídrico (HCl) a diferentes concentraciones, una menor parte de las estimulaciones se realizan en formaciones productoras de areniscas, donde se ha utilizado Ácido Fluorhídrico (HF) o más recientemente, a través de fracturamientos hidráulicos.

En nuestro país, particularmente en los yacimientos con rocas carbonatadas, la utilización del ácido clorhídrico es prácticamente el común denominador de las estimulaciones, sin embargo, la experiencia revela que no todos los pozos con problemas de producción, requieren necesariamente del uso de ácido clorhídrico. Muchos de estos pozos con problemas de producción requieren de estimulaciones no-ácidas (no reactivas) debido a la naturaleza del problema que genera la declinación de su producción, por lo tanto la selección de un pozo candidato a estimular y el diseño de su tratamiento requieren de un buen análisis nodal y la corroboración del daño a través de pruebas de laboratorio son factores importantes que deben considerarse para seleccionar y diseñar el tratamiento de un pozo candidato a estimular.

Un tratamiento de fracturamiento consiste esencialmente en el rompimiento de una sección productora de la formación mediante una fuerza hidráulica ejercida por un fluido, generalmente, conteniendo una arena que fungirá como sustentante para mantener la fractura generada abierta.

El fracturamiento hidráulico es un proceso de estimulación de pozos, que relaciona tres aspectos de la perforación:

- Presiones de inyección en pozos.
- Pérdidas de circulación.
- Rompimiento de la formación (cementaciones forzadas).

El propósito fundamental de un fracturamiento es incrementar las condiciones de flujo hacia el pozo, mediante la apertura de canales de flujo generados por una presión hidrostática que venza la resistencia de la roca.

Fracturamos para:

- Incrementar el gasto de producción.
- Incrementar el radio efectivo de drene.
- Sobrepasar la zona dañada.
- Incrementar la inyektividad de un pozo para propósitos de inyección.
- Extender la vida económica de un pozo.
- En formaciones de muy baja permeabilidad se ha logrado obtener recuperación comercial de hidrocarburos.
- Recuperación acelerada de producción.
- Fracturamiento hidráulico (Fracturamiento con Apuntalante).
- FRACPAC “Tip Screen-out”.
- Fracturamiento ácido.

Existen tres casos clásicos en donde un fracturamiento hidráulico puede dar beneficios:

1. Yacimientos de baja permeabilidad, de roca homogénea, en donde una fractura será equivalente a ampliar el diámetro del pozo.
2. Formaciones invadidas y dañadas por fluidos de perforación y terminación.
3. Formaciones con fracturas naturales no comunicadas en donde una fractura las conecte e incremente la porosidad.

**RESUMEN**

Históricamente, los fluidos para estimulación por fracturamiento han sido basados en agua o hidrocarburos, en la estimulación con ácido, éstos han sido realizados con ácido clorhídrico. Los fluidos de estimulación se han vuelto cada vez más complejos conforme se ha ido desarrollando la tecnología de fluidos. La búsqueda del fluido de estimulación ideal es un proceso en marcha. Un fluido ideal debería incorporar todas las características necesarias de varios fluidos de estimulación en uno sólo. El uso de gases arrastrados dentro del fluido de estimulación espumoso, activa muchas de estas características deseables. Durante los 50's, se usaron los gases de hidrocarburos para mejorar la limpieza del pozo después de la inyección de ácidos en la matriz. Subsecuentemente, el  $N_2$  y después el  $CO_2$  fueron introducidos como energizantes para la estimulación de pozos. Actualmente, el  $N_2$  y el  $CO_2$  están siendo usados exclusivamente, porque otros gases fácilmente disponibles como el aire y gases de hidrocarburos ponen en peligro potencial a personas y equipo durante el tratamiento de estimulación.

El uso del  $CO_2$  en tratamientos de estimulación por fracturamiento tiene muchos beneficios. Con el uso de  $CO_2$  se tiene una mayor recuperación de fluido inyectado (carga) y a su vez, más rápida, ayuda al control del hinchamiento de arcillas, porque reemplaza parte del agua en el tratamiento, así se reduce el volumen de agua a ser utilizado; puede ser usado para formular fluidos fracturantes de alta eficiencia que transportan el apuntalante de forma efectiva y puede ser medido de forma precisa.

El sistema de  $CO_2$  líquido ha sido bombeado como fluido fracturante en América del Norte desde principios de 1980 y el sistema de  $CO_2/N_2$  líquido desde 1994. Los fluidos han sido utilizados en alrededor de 1000 pozos, en una variedad de formaciones y pozos de permeabilidades desde 0.1 mD a 10 D, profundidades que exceden los 3000 metros y temperaturas de fondo desde 10 °C a 100 °C. Esto incluye la termodinámica de los fluidos y las propiedades físicas de densidad y viscosidad de los mismos. El proceso sugerido para la colocación del apuntalante con estos fluidos de baja viscosidad y no dañinos será descrito. Esto incluye los efectos de densidad y turbulencia. Las consideraciones para el diseño del modelo de trabajos de fracturamiento con estos fluidos también son resumidas.

Sin embargo, el  $CO_2$  líquido no es el fluido fracturante obvio debido a su baja viscosidad. Desde 1981 (patentado en 1982) más de 1200 tratamientos de fracturamiento han sido completados usando este fluido de baja viscosidad. Para entender el éxito del fracturamiento con  $CO_2$  líquido, es importante entender la física y la química del proceso. La discusión de las teorías, operaciones y las aplicaciones históricas son descritas también.

El  $CO_2$  puro es incoloro, inodoro, inerte, y un gas no combustible y tóxico cuando su contenido en la atmósfera alcanza un valor de 10%. El peso molecular a condiciones estándar es 44.010 g/mol, que es una y media veces más alta que el aire. El  $CO_2$  es sólido a bajas temperaturas y presiones, pero más dependiente de temperatura.

El  $CO_2$  tiene una distribución irregular en la cubierta sedimentaria, siendo sus factores condicionantes los siguientes: fuentes múltiples, alta solubilidad en los fluidos de formación y alta



reactividad química. Las principales fuentes de  $CO_2$  son la oxidación de la materia orgánica dispersa (MOD), la maduración de la MOD húmica, la termodescomposición y el termometamorfismo de las rocas carbonatadas y el  $CO_2$  profundo de origen metamórfico. El  $CO_2$  generalmente se puede encontrar en yacimientos naturales, unidades químicas e industrias.

La producción comercial del nitrógeno líquido se obtiene de la destilación fraccionada del aire líquido. El aire es licuado por compresión y progresiva refrigeración a una presión de 46.7651  $kg/cm^2$  (665 psi.), y el nitrógeno líquido se evapora a  $-195.805\text{ }^\circ\text{C}$  ( $-320.45\text{ }^\circ\text{F}$ ). Su peso molecular es de 28.016. El nitrógeno constituye el 78% en volumen de la atmósfera terrestre, en donde se presenta como moléculas de  $N_2$ ; aunque el nitrógeno es un elemento para la vida, los compuestos de nitrógeno no son particularmente abundantes en la corteza terrestre.

El  $N_2$  se puede encontrar en la corteza terrestre en cantidad limitada (nitratos), bajo la forma orgánica (en las plantas y en organismos vivos o muertos que conforman el humus), bajo la forma mineral (amoníaco) permitiendo contribuir a la fertilidad del suelo.

Este trabajo está estructurado en cuatro capítulos, dada la complejidad del fracturamiento y las áreas que involucra se abordan inicialmente. En el capítulo uno abarca aspectos teóricos sobre tipos de fluidos de fracturamiento, composición y sus propiedades. Después, en el capítulo dos, se desarrolla un marco teórico sobre las propiedades de la formación que afectan el diseño de la fractura y por lo tanto el diseño del tratamiento de estimulación, se definen los tipos de presiones que intervienen durante la realización del tratamiento de estimulación y su importancia, se menciona y describe el efecto de la fricción en los disparos, efecto de daño a la formación y tortuosidad. El capítulo dos también contiene definiciones básicas sobre características mecánicas de la roca que finalmente ayudaran a entender cómo se genera la fractura en la formación por la inyección de los fluidos de estimulación a alta presión. También se establecen las bases teóricas sobre propiedades de fluidos y su influencia en el proceso de fracturamiento.

Teniendo este contexto y establecidas las bases teóricas suficientes, este trabajo de tesis continúa con el capítulo tres, dando un preámbulo sobre los antecedentes históricos del uso del  $CO_2$  y  $N_2$  para la estimulación de pozos por fracturamiento hidráulico. Después se incluyen las propiedades físicas y químicas del  $CO_2$  y  $N_2$ . Finalmente se describen todos los aspectos involucrados en el fracturamiento hidráulico con  $CO_2$  y  $N_2$ , abarcando de forma breve aspectos económicos.

Por último, el capítulo cuatro contiene de forma puntual un historial de casos de éxito de la aplicación del sistema de fracturamiento con  $CO_2$  y  $N_2$  y finalmente una comparación de los resultados de tres fluidos de fracturamiento distintos, energizados con  $CO_2$  y usados para estimular 12 pozos en campos sobre yacimientos superficiales de gas al sur de Alberta, Canadá.

## CAPÍTULO I: TIPOS DE FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO

### 1.1 Introducción.

El fluido de fracturamiento es uno de los componentes más importantes para un tratamiento de fracturamiento hidráulico. Las propiedades requeridas y las funciones del fluido de fracturamiento se pueden lograr por diversos medios. Se puede usar una variedad de fluidos convencionales y no convencionales para lograr el objetivo. Estos fluidos pueden ser base agua, hidrocarburos, metanol o tal vez no contengan ningún líquido.

¿Por qué hay tantos fluidos?, ¿Cómo selecciona uno el fluido correcto para la aplicación correcta, por ejemplo, pozos de gas? Para iniciar, una variedad de diferentes formaciones con litologías distintas necesitan ser estimuladas. Adicionalmente, componentes minerales harán posible la compatibilidad de los fluidos con la formación. Además, tal vez haya hinchamiento o migración de arcillas, que tal vez requieran aditivos alternativos. La permeabilidad de la formación puede determinar la pérdida de fluido y la eficiencia resultante del fluido, para crear y propagar la fractura. La formación puede contener diferentes fluidos *in situ*; algunos casos serán pozos de gas seco, tendrán condensados con el gas o tal vez tengan producción de agua (la salinidad del agua también juega un rol). Todas estas mezclas y combinaciones necesitan diferentes fluidos; en una aplicación en formaciones impermeables de gas, se requieren pequeñas y largas fracturas, en una formación de mayor permeabilidad, la necesidad tal vez sea de crear una corta y amplia fractura, a menudo con aplicaciones de fracturamiento hidráulico utilizando apuntalante. El fluido tal vez experimente diferentes configuraciones de bombeo, tal vez se quiera bombear descendentemente el fluido a través del espacio anular, la tubería de producción o a través del espacio anular o tubería flexible. El régimen de corte que ve el fluido es diferente en estos escenarios distintos. Estas consideraciones hacen a la selección del fluido muy crítica para estimulaciones óptimas para un pozo particular o una formación.

Los fluidos de fracturamiento convencionales incluyen fluidos base agua o contienen polímeros; fluidos base hidrocarburos, fluidos energizados y espumas. Los fluidos de fracturamiento no convencionales incluyen fluidos que no contienen polímeros tales como: fluidos surfactantes viscoelásticos, fluidos que contienen metanol y fluidos base que contienen  $CO_2$  líquido.

La solución más efectiva en términos económicos es fracturar la formación con los fluidos más simples. Agua de baja viscosidad o hidrocarburos con la menor cantidad de aditivos serían los fluidos más simples. Estos tienen propiedades muy bajas de transporte de apuntalante, muy poco control de *leakoff*(\*) y, si se bombea a altos gastos, resultará en fricción inaceptable. La fricción puede ser controlada mediante varios aditivos, pero si la formación tiene efectos adversos de saturación, aún en formaciones pequeñas de gas, con muy poco *leakoff*, la estimulación deseada,

(\*)*Leakoff*: Es la magnitud de la presión ejercida en una formación, que causa al fluido ser forzado a penetrar la formación. El fluido tal vez fluya dentro de los espacios porosos de la roca o dentro de las fracturas abiertas y propagadas dentro de la formación por la presión de fluido. Este término está normalmente asociado a pruebas para determinar la resistencia de la roca, comúnmente llamadas prueba de integridad de presión (*Pressure Integrity Test*, P.I.T.) o una prueba de *leakoff* (*Leakoff Test*, L.O.T.). Durante la prueba, se grafica en tiempo real el fluido inyectado contra la presión de fluido. La porción inicial estable de esta gráfica, es para la mayoría de las paredes de pozos, una línea recta, dentro de los límites de las mediciones. El *leakoff* es el punto de inflexión de esta porción de línea recta, hacia un decremento permanente.

no será lograda. La compatibilidad con formaciones que contienen arcilla puede ser controlada mediante el uso de sales en los fluidos. Dependiendo de las condiciones de bombeo, p. ej., el régimen de corte que el fluido experimentará, tal vez serán necesarios fluidos tolerantes al esfuerzo de corte o que recuperen propiedades a pesar de estar sometidos a un esfuerzo de corte. Para aplicaciones de alta temperatura, esto puede ser logrado mediante el uso de fluidos organometálicos o borato *crosslinked*(\*) base agua y fluidos *crosslinked* base aceite. Si las formaciones de gas están bajo presionadas, los fluidos pueden ser energizados con  $N_2$  o  $CO_2$  o espumas con  $CO_2$  o  $N_2$  o una combinación de ambos. Los fluidos espuma también proveen buen control de *leakoff*. Si la compatibilidad con agua es un asunto potencial debido a los problemas por la mojabilidad, el uso de fluidos surfactantes viscoelásticos puede ser considerado, ellos no dañan el paquete de apuntalante y también pueden ser energizados o vueltos espuma. Si la incompatibilidad es debida a la capilaridad y problemas de descarga, se pueden considerar fluidos que contengan metanol. Si la incompatibilidad es severa, entonces la respuesta puede ser el uso de fluidos base metanol *crosslinked* y fluidos base  $CO_2$  líquido.

Obviamente, estas variaciones de fluido tienen diferentes propiedades reológicas, que deben ser consideradas antes de que se haga la selección. La carga de polímeros tal vez no tenga influencia sobre la viscosidad final del fluido *crosslinked*. Para un fluido con alta carga de polímeros, es más fácil reducir la viscosidad *crosslinked* a alta temperatura que para uno con poca carga de polímeros.

Para bombear un tratamiento de fracturamiento a través de tubería flexible, se debe usar un fluido con propiedades que lo hacen resistente al esfuerzo de corte, un agente tensoactivo o surfactante después de que el fluido sale de la tubería flexible.

Para estimular pozos en formaciones de gas con intercalaciones de estratos de carbón, donde la producción es por desorción, la fractura tiene que conectar tantas fracturas naturales como sea posible y poner a producir un área máxima de flujo. Si estas fracturas naturales fueran grandes, el *leakoff* del fluido y el daño resultante para la superficie de desorción sería un problema.

## **1.2 Fluidos espuma.**

Los fluidos espuma son esencialmente fluidos en dos fases que consisten en una fase interior y en una fase exterior. La fase interior es generalmente gaseosa, usualmente  $N_2$ ; sin embargo, puede ser líquido o vapor denso como es el caso cuando se usa  $CO_2$ . La fase externa está compuesta principalmente por una mezcla salina de agua con un surfactante, dependiendo de la viscosidad y los requerimientos de estabilidad. Otros fluidos externos usados comúnmente son tanto ácido

(\*)*Crosslinker*: No existe una traducción al español de este término, en México se les llama "Polimeros extendedores de viscosidad", son polímeros con cadenas con cargas, para arcillas con baja densidad de carga y poca capacidad de intercambio de carga, se usan con el fin de crear fluidos de fracturamiento de alta viscosidad, pero controlada. Normalmente son sales metálicas y su función es adherirse a las caras de los arreglos de cada unidad de arcilla, las cuales tienen tres caras paralelas: tetraedro, octaedro y tetraedro, en ese orden. Los polímeros se adhieren a estas caras, facilitando la hidratación de cada unidad de arcilla, para que su estructura se rompa y forme caras y bordes cruzados, que dan como resultado un fluido más viscoso.

(\*)*Crosslinking*: se refiere únicamente al rompimiento de la estructura de las unidades de arcilla, que se da cuando éstas se hidratan y forman bordes y caras cruzadas. (\*)*Crosslinked*: El fluido altamente viscoso en el que la arcilla que lo compone tiene su estructura con caras y bordes cruzados debido a que está hidratada.

clorhídrico como mezclas de agua-alcohol. Refinados de gasóleos, u otros solventes basados en hidrocarburos pueden ser también usados como fluidos de fase externa, pero requieren  $N_2$  como energizante. El  $CO_2$  e hidrocarburos producen un fluido de una sola fase, porque el  $CO_2$  es muy soluble en hidrocarburos líquidos.

Las espumas se caracterizan en diferentes formas, la estabilidad, la calidad y la textura describen diferentes características con respecto a las espumas. Generalmente, la calidad de la espuma se refiere casi siempre para categorizar a las espumas que son usadas en las compañías de servicio. También son importantes otras características de la espuma y su relación con otras características, como por ejemplo:

La estabilidad estática de una espuma se refiere a la habilidad de la espuma para resistir la explosión de las burbujas. La estabilidad estática de las espumas puede ser cuantificada mediante la medición de su vida media, éste es el tiempo requerido a condiciones estáticas de la espuma para drenar la mitad de su volumen de líquido. Parámetros, tales como tipo de estabilizador, presión de confinamiento, o cambio de proceso de generación de espuma, tal vez cambien la estabilidad. La vida media de la espuma no es una medida directa de estabilidad, ocurren variaciones de estabilidad de espumas bajo distintas condiciones.

Las espumas se definen mejor por su calidad, que es el porcentaje de gas contenido dentro de la espuma. La calidad de espuma de Mitchell, que es más ampliamente reconocida en la industria petrolera, es el porcentaje de volumen de gas y es matemáticamente descrita como:

$$\text{Calidad de la espuma} = \frac{\text{volumen de gas } (p, T)}{\text{volumen de gas } (p, T) + \text{volumen de líquido}} \times 100\%$$

Inicialmente se consideraron a existir espumas mono-dispersas sólo en rangos de calidades entre 52% y 96%. Para espumas con calidad bajo 52%, no se logró estabilidad debido a lo que en un inicio se creyó era una falta de interacción de burbujas. La interacción de burbujas poli-dispersas ocurre en regiones mayores a 54%. Para calidades mayores a 96%, la espuma se invierte en: líquido en una emulsión de gas. Las suspensiones sólidas y características de viscosidad desaparecen conforme se crea una niebla de líquido.

### **1.2.1 Uso de espumas para fracturamiento de formaciones.**

Una gran cantidad de pozos han sido tratados con técnicas de fracturamiento hidráulico usando espumas como fluido de fracturamiento. Estas espumas pueden contener hasta 95% de fase gaseosa; la mayoría de los tratamientos usaron espumas con el contenido de gas en el rango de 65% a 85%. Las espumas tienen diversas propiedades deseables para su uso como fluido de fracturamiento: Alta capacidad de acarreo y suspensión de arenas, baja pérdida de fluido, presión hidrostática baja, bajas caídas de presión debidas a la fricción, rápida recuperación de fluido, daño a la formación bajo, y no hay reducción de la conductividad de la fractura debido a los componentes del fluido. La mayoría de las aplicaciones de espumas como fluido de fracturamiento, han sido en yacimientos de gas de baja permeabilidad. Sin embargo, varios yacimientos de gas han sido exitosamente tratados. El costo del tratamiento es aproximadamente

el mismo o un poco menor que el tratamiento con fluidos convencionales de volumen y gastos similares.

Las espumas se han usado exitosamente en lutitas, areniscas compactas y yacimientos carbonatados. Se han usado algunas aplicaciones de espumas fracturantes en formaciones sensibles. Los fluidos de estimulación espumantes proveen alternativas viables para estimular pozos de gas de baja presión, sensibles a fluidos y donde las permeabilidades son menores a 5 mD.

Muchas formaciones sensibles han tenido un historial de daño, o en algunos casos, los pozos han tenido una completa pérdida de producción cuando se usaron fluidos de fracturamiento convencionales. Los fluidos espumosos han mostrado muy buenos incrementos de productividad en estas formaciones.

Actualmente, sólo hay algunas pocas limitantes en las espumas, como el aspecto económico que limita su uso en yacimientos muy profundos, o en yacimientos de gas con alta presión, debido a los límites de presión para que la espuma conserve sus propiedades.

Otra limitante en fluidos de estimulación espumosos, en particular los nitrificados, son los problemas de permeabilidad relativa asociados con su uso en yacimientos de aceite, bajo el punto de presión de burbujeo. El gas  $N_2$ , que es lentamente soluble en aceite crudo, creará una saturación de gas atrapado. El efecto de permeabilidad efectiva será lentamente removido conforme el  $N_2$  se vuelve más soluble en el aceite. Las espumas de  $CO_2$  no tienen un efecto dramático como el  $N_2$  porque el  $CO_2$  es muy soluble en aceite.

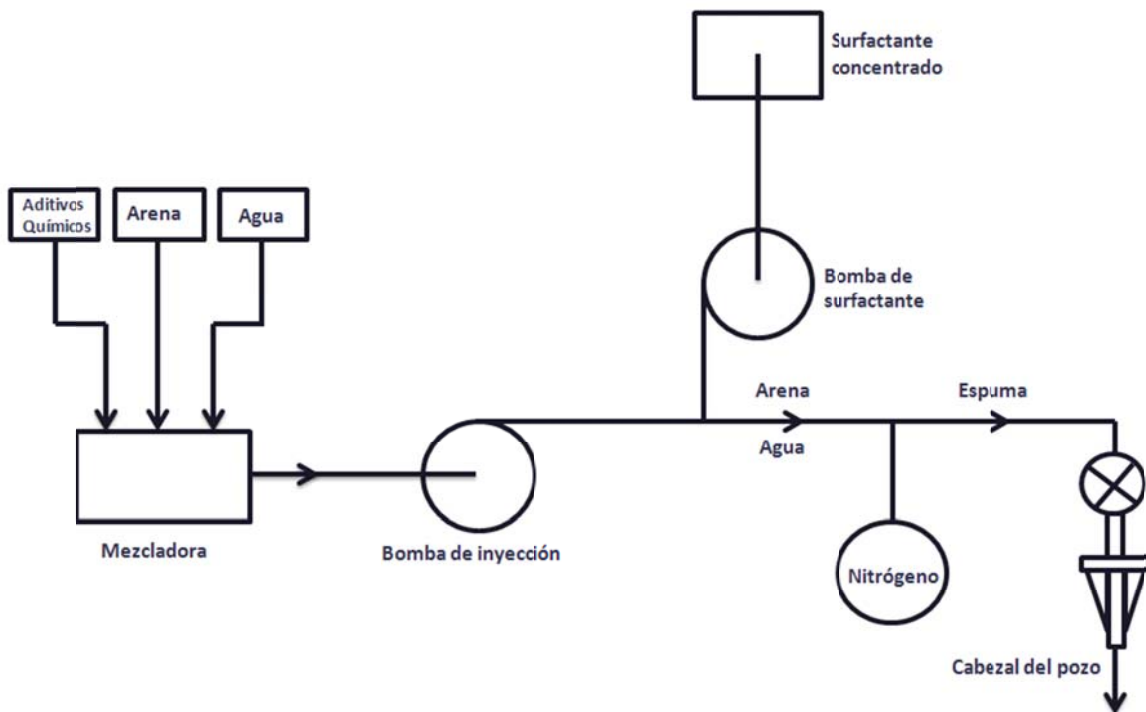
Tal vez sea difícil de estimular los yacimientos de alta permeabilidad usando espumas, debido a que las pérdidas de fluido pueden ser altas. Este problema puede ser disminuido a altos grados con el uso de gelificantes, *crosslinkers*, y otros aditivos para control de pérdida de fluidos. El aumento de la productividad usando fluidos espumosos tal vez no sea alto en formaciones de alta permeabilidad debido a la inhabilidad de las espumas para lograr una larga extensión de fractura, pero el uso de apuntalantes, gelificantes, *crosslinkers*, etc. ha resuelto esta limitación a un grado muy alto.

Avances recientes usando fluidos espumosos han resultado de las mejoras en controles de calidad en campo: equipo de monitoreo más preciso, la habilidad de ajustar parámetros de entrada durante el tratamiento, y cálculos en tiempo real de presión de fondo, permiten cálculos más precisos de la reología, y así se permiten simulaciones de alta precisión y mejores incrementos de productividad.

Las espumas usadas como fluidos de fracturamiento están formadas normalmente con la dispersión de algún gas, generalmente nitrógeno en un líquido, usualmente agua con una pequeña cantidad de agente espumoso surfactante añadido. El contenido de surfactante es comúnmente 0.5% a 1% del volumen del líquido. La estabilidad es incrementada añadiendo más surfactante, ya sea un agente espumoso o un agente gelatinoso. Tales espumas son mezclas homogéneas con un rango estrecho de tamaño de burbuja, es decir el tamaño de la burbuja menor a 200 micras, y son estables por periodos de varias horas.

Durante una operación tratamiento-fractura, la fase líquida pasa a través de una mezcladora, y es mezclada con arena, y después pasa a través de la bomba de inyección, la cual eleva la presión a la presión de inyección requerida. El agente surfactante espumoso es añadido en la dirección de la corriente de la bomba de inyección, y el gas es introducido con una tubería en forma de T o en la dirección de la corriente lateral del surfactante.

Las espumas son generadas en el punto de la introducción del gas (ver figura 1.1). El gas es transportado al sitio de almacenado en tanques criogénicos y añadido a la corriente de inyección en la línea de presión.



**Figura 1.1 - Equipo de campo para la generación de espuma.**

Algunos investigadores han reportado el flujo de espumas en medios porosos, principalmente, para la evaluación de espumas para su uso como medio de desplazamiento para recuperación de aceite. Algunos autores han investigado el uso de espumas como fluidos circulados para la perforación y limpieza del agujero.

La longitud de la fractura, la conductividad de la fractura, y la productividad del pozo son influenciadas en gran parte por diversos factores, los cuales pueden ser controlados durante un tratamiento de fracturamiento: La cantidad y tipo de arena usada para el apuntalante, la cantidad y tipo de fluido usado para fracturar la formación y acarrear la arena, la cantidad y tipo de aditivos usados para dar al fluido las características deseadas, y el gasto de inyección. Las dificultades encontradas cuando se fracturan yacimientos de baja permeabilidad, han conducido a considerables experimentaciones con fluidos y técnicas operacionales. La espuma tiene muchas

propiedades deseables para su uso como fluido de fracturamiento: Baja pérdida de fluido, capacidad alta de acarreo y suspensión de arenas, baja presión hidrostática, alta viscosidad, baja caída de presión debido a la fricción, y bajo contenido de líquido.

### **1.3 Fluidos base agua.**

Los fluidos base agua pueden variar de agua de grifo con un reductor de viscosidad para minimizar los caballos de fuerza necesarios para bombear a un polímero *crosslinked* complejo con una variedad de aditivos. El agua es relativamente barata y ampliamente disponible en la mayor parte del mundo; la calidad del agua algunas veces no reunirá los estándares mínimos para el fracturamiento. Los fluidos modernos pueden ser bombeados en modo de baches mezclados o de forma continua mezclada. Las propiedades reológicas (viscosidad, por ejemplo) se pueden ajustar a las deseadas fácilmente, mediante el ajuste de carga de polímeros y carga de aditivos, aún durante el trabajo de fracturamiento -si se requiere-, tanto en etapas o de forma continua.

En pozos de gas bajo presionados, se necesitan los fluidos energizados para ayudar a la recuperación. Los fluidos energizados con  $CO_2$  tendrán bajo pH debido a la solubilidad del  $CO_2$  y el resultante ácido carbónico en solución; por lo tanto, los fluidos que pueden ser *crosslinked* y usados a bajos pH son de interés. El polímero se descompone a bajos pH debido a la hidrólisis ácida, y esto ayuda en la limpieza del paquete de apuntalante.

En aplicaciones de agua fría, p. ej., Canada, Alaska y Rusia, algunas veces no es posible calentar el agua en la nieve. Añadiendo metanol, se puede mantener el fluido base del congelamiento. En algunas formaciones, es necesario añadir metanol al fluido de fracturamiento para reducir efectos adversos de capilaridad. El derivado de goma *guar*(\*) no es soluble en metanol; puede tolerar muy poco metanol aún después de la hidratación (Ely, 1994). Algunos derivados de la goma *guar* pueden ser hidratados en soluciones acuosas de alcohol.

La goma *guar* y sus derivados tienen pocos residuos, que es un beneficio adicional en la reducción al daño del paquete de apuntalante. Los últimos no-derivados de la goma *guar* tienen residuos menores a 2% y los derivados tienen menos de 0.5%.

#### **1.3.1 Fluidos de baja viscosidad.**

El fluido de fracturamiento, conocido como agua de fricción reducida *slickwater* y que fue introducido a finales de la década de 1959 y 1960, se ha puesto en práctica recientemente, especialmente en fracturamiento de lutitas. Es posible crear fracturas largas en yacimientos de lutitas con una gran cantidad de agua bombeada a muy altos gastos con mínima cantidad de apuntalante y crear fracturas de una sola capa. Sin reductores de fricción, a altos gastos de bombeo empleados, la fricción sería muy alta.

El polímero acrilamida parcialmente hidrolizado, es el agente de reducción de viscosidad más comúnmente usado con agua para este propósito. Los polímeros acrilamida son generalmente usados como emulsiones de aceite externas ya sea hecha con “emulsiones inversas” o “emulsiones adicionalmente invertidas” que invierte la emulsión e hidrata al polímero, dando algo

(\*)Goma guar: La **goma guar** es una goma natural que se usa como agente espesante y se extrae de un grano. La goma guar es el polisacárido de reserva nutricional de las semillas de *Cyamopsis tetragonoloba*, una planta de la familia de las leguminosas.



de propiedades de viscosidad y reducción de fricción. Debido a que no se necesita viscosidad para el transporte del apuntalante bajo estas condiciones turbulentas, el tratamiento de fracturamiento puede ser logrado a menores costos de lo que serían posibles creando fracturas conductivas de similar longitud con fluidos *crosslinked* o espumosos.

Los geles lineales son otro método de lograr baja viscosidad. Éste usa goma *guar* o sus derivados como agentes viscosificadores. Los derivados de goma *guar* incluyen hidroxipropil *guar* (HPG), carbometil *guar* (CMG) o carbometilhidroxipropil *guar* (CMHPG).

### **1.3.2 Fluidos crosslinked.**

*Crosslinking* es el camino más efectivo en términos de costos, para incrementar la viscosidad del fluido. Es un método fácil para incrementar el peso molecular del polímero. Los fluidos base agua pueden ser *crosslinked* a condiciones de alto pH o bajo pH. Los fluidos *crosslinked* de bajo pH son particularmente adecuados para energizar o hacerlos espumosos con  $CO_2$ . Para lograr la misma viscosidad del fluido a mayores temperaturas que se tienen en el yacimiento, se pueden usar cantidades menores de polímeros, gracias al *crosslinking*, que si se trata de un polímero lineal en soluciones acuosas. Históricamente estos fluidos, típicamente requieren cargas de polímeros de 4.7556 a 9.5112 kilogramos por cada mil litros (40 a 80 libras por cada mil galones (pptg)). Con la goma *guar* de mayor rendimiento y con mejor tecnología de *crosslinking*, las cargas han caído tan bajas como 1.4380 kilogramos por cada mil litros (12 pptg) como mínimo y tan altas como 4.194 kilogramos por cada mil litros (35 pptg) como máximo para la mayoría de las aplicaciones.

### **1.3.3 Fluidos de borato crosslinked.**

El fluido más común de base agua es el borato *crosslinked* (figura 1.2)

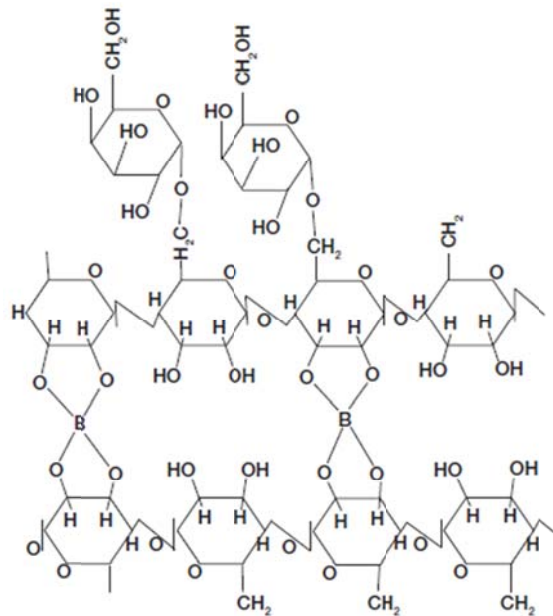


Figura 1.2 - Estructura química del borato *crosslinked* guar.



Los fluidos de borato recuperan propiedades a pesar de estar sometidos a un esfuerzo de corte; p.ej., el corte del fluido se degradará pero recuperará su viscosidad una vez que se elimine el corte. Esto es posible porque el mecanismo de *crosslink* está basado en la vinculación de hidrógeno. En pruebas industriales, se encontró que un fluido de borato diseñado apropiadamente, aporta el transporte de apuntalante casi perfecto porque estos fluidos tienen una muy baja viscosidad de corte o incluso cero (Asadi y col., 2002). El *crosslinking* de borato es reversible si el pH baja a un valor menor a 8, si hay producción de agua en el pozo y si el agua producida tiene pH neutro o bajo, los fluidos de borato *crosslinked* dejarán de ser *crosslinked* (sin *crosslink*). El rompedor diseñado para romper el gel *crosslinked* romperá al gel sin *crosslink* de forma mucho más eficiente, y por lo tanto el fluido se limpiará muy fácil. Siendo fluidos de alto pH, no son compatibles con  $CO_2$  pero pueden ser energizados con  $N_2$ .

Hay varios métodos para retrasar el sistema *crosslink* con borato. Hasta el desarrollo de organoboratos (a diferencia de sales mono-borato) y *crosslinkers* ésteres de borato (donde el ion de borato es liberado por la hidrólisis del polímero éster de borato), los fluidos de borato estaban limitados en aplicaciones a pozos por debajo de 104.45 °C (220 °F). El nuevo fluido de alta temperatura puede ser usado a temperaturas que excedan los 148.89 °C (300 °F) y puede ser formulado con altas concentraciones de KCl para compatibilidad con arcillas (Brannon y Ault, 1991; y Wang y col., 2002). La figura 1.3 muestra el fluido de borato de alto rendimiento base-*guar* que da una viscosidad similar a 104.45 °C (200 °F) a 2.8761 kilogramos por cada mil litros (24 pptg). La figura 1.3 también muestra que se puede lograr una viscosidad aceptable con una carga de polímero tan baja como 1.7168 kilogramos por cada mil litros (16 pptg). Goma *guar* convencional no puede ser *crosslinked* a estas bajas cargas de polímeros.

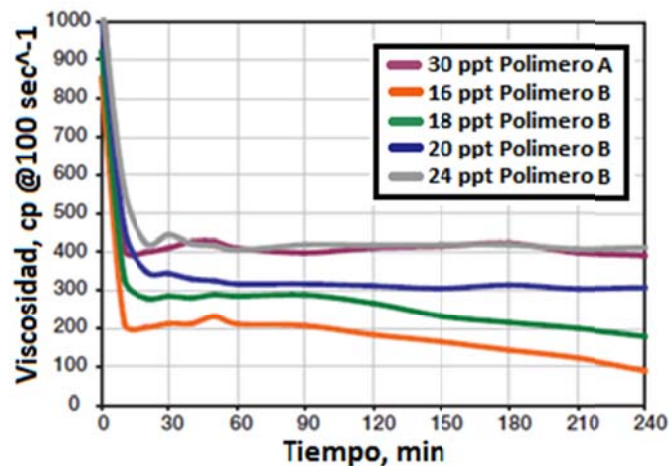
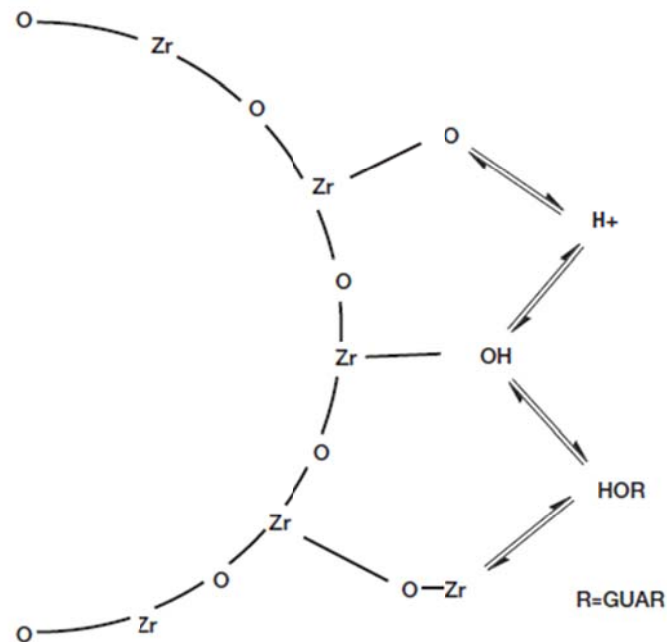


Figura 1.3 - Viscosidad de fluidos *crosslinked* borato con *guar* estándar y *guar* de alto rendimiento a 200°F

#### 1.3.4 Fluidos *crosslinked* ion metálicos.

Los fluidos *crosslinked* ion metálicos también han sido usados tanto con alto pH como con bajo pH. Antes de 1995, los *crosslinkers* organometálicos incluían los *crosslinkers* base circonio, usados hoy en día (figura 1.4) más aluminio, titanio, cromo y otros. Debido a su falta de estabilidad a altas

temperaturas, estabilidad de corte y por ser poco amigable con el medio ambiente, todos ellos excepto el de base circonio han desaparecido de la escena. Antes del desarrollo de derivados de carboxilado de *guar* (por ej. CMG o CMHPG), la industria usó goma *guar* y HPG como *crosslinker* con los *crosslinkers* metálicos. El CMG y CMHPG probaron ser más versátiles en aplicaciones con sistemas *crosslinked* metálicos y son los polímeros comúnmente usados con ellos ahora. Originalmente, los sistemas *crosslinked* metálicos fueron desarrollados para aplicaciones de alta temperatura porque los fluidos de mono-borato (moléculas que contienen un ion de borato) no funcionaron bien sobre  $71.12\text{ }^\circ\text{C}$  ( $160\text{ }^\circ\text{F}$ ). Los fluidos *crosslinked* de circonio son generalmente tolerantes al esfuerzo de corte, si se experimenta corte excesivo, los geles se romperán y no se gelificarán de nueva cuenta. Fluidos típicos *crosslinked* metálicos de alto pH son tanto base CMG como CMHPG y típicamente usan poca carga de polímeros, de 1.7976 a 2.9959 kilogramos por cada mil litros (15 a 25 pptg). Mayores cargas pueden ser usadas para temperaturas de  $350\text{ }^\circ\text{C}$  ( $662\text{ }^\circ\text{F}$ ) y por encima.



**Figura 1.4 - Estructura coloidal del circonio y posible mecanismo de *crosslink* con *guar* (después de Kramer y Prud'homme, 1987)**

La figura 1.5 muestra la viscosidad comparativa de un borato *crosslinked* de alta temperatura con un fluido de alta temperatura de circonio *crosslinked*.

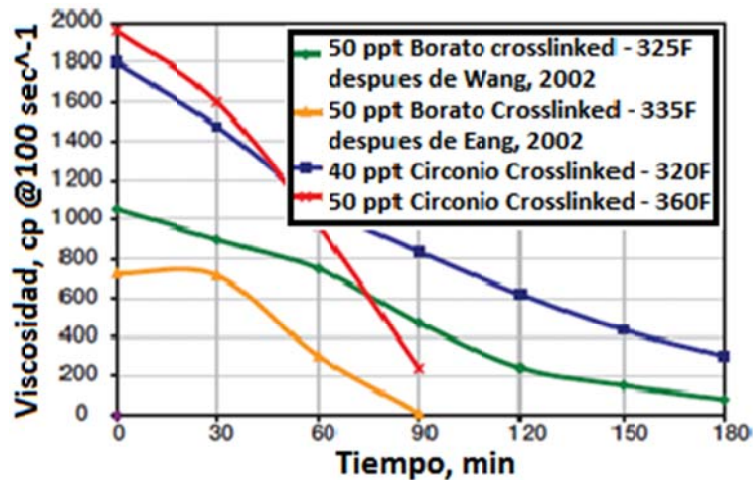


Figura 1.5 - Viscosidad de fluidos borato y circonio *crosslinked* a altas temperaturas.

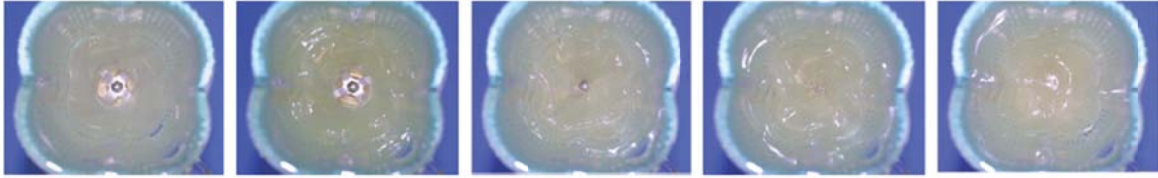
Los fluidos de bajo pH son usualmente base CMG o CMHPG. A bajos pH, goma *guar* y HPG se degradan muy fácil con hidrólisis ácida, mientras que los polímeros carboxilados son relativamente resistentes a hidrólisis ácida. El *crosslinker* más usado comúnmente es el circonio. Los *crosslinkers* son típicamente quelados (garantizados reversiblemente a un agente complejo) y pueden ser tanto base agua o alcohol. Estos tipos de fluidos han sido usados exitosamente para temperaturas aproximadas a 232.23 °C (450 °F) (Carman, 2007). Los polímeros carboxilados, p.ej., CMG, típicamente no se desempeñan muy bien en presencia de KCl, y su mejor desempeño está limitado al uso de sustitutos de KCl.

### 1.3.5 Sistemas de crosslink retardados.

Hay dos formas de fluidos de *crosslink* retardado. Tiempo o temperatura pueden atrasar el tiempo de *crosslink*. El propósito principal de retrasar el tiempo de *crosslink* es de minimizar la fricción, evitando tener que bombear a un fluido altamente viscoso debido a los requerimientos de caballos de fuerza resultantes. Además, retrasar el *crosslinking* a través de ambientes en el pozo de alto corte, minimizará la degradación de corte y pérdida de viscosidad de fluido.

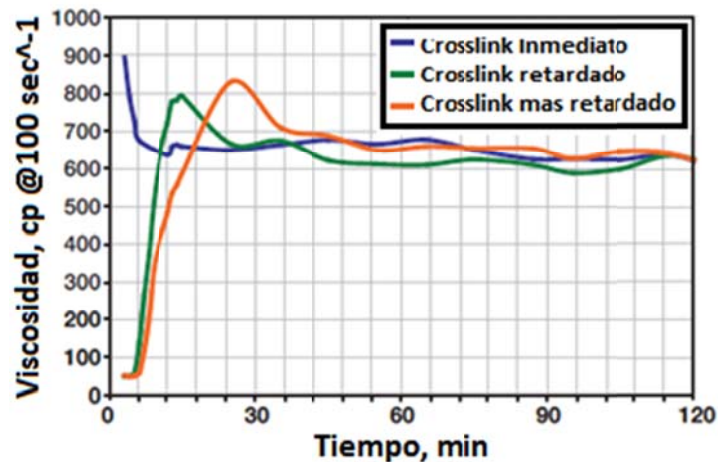
Con mecanismos de retraso de tiempo, los aditivos de retraso pueden ajustar el tiempo de *crosslink*. Si el fluido alcanza una temperatura entre 48.89 y 60 °C (120 y 140 °F), el fluido iniciará el *crosslinking* casi inmediatamente aun cuando se diseñó el *crosslink* a mayores retrasos de tiempo a temperatura ambiente. Estos tipos de sistemas son típicamente usados en campo con *crosslinking* diseñado para ocurrir cuando el fluido está a 2/3 o 3/4 de distancia abajo en la tp.

Los sistemas de temperatura retardada son quelados a manera de que harán el *crosslink* de forma instantánea cuando el fluido alcance una determinada temperatura. Los sistemas dual-*crosslinked* son típicamente usados con este tipo de *crosslinkers*, donde un *crosslink* de debilidad inicial, ocurre casi instantáneamente a temperatura ambiente y el segundo *crosslink* ocurre a determinada temperatura. El *crosslink* inicial ayuda al transporte de apuntalante a través del equipo superficial y bajo en la tubería del pozo; el segundo *crosslink* es usado para transportar y suspender el apuntalante en la fractura a condiciones de temperatura de fondo de pozo.



**Figura 1.6 – Progreso del cierre del vortex en una jarra de mezcladora con un crosslinker retrasado de circonio añadido al gel base.**

La figura 1.6 muestra el progreso del cierre del vortex en una jarra de mezcladora por el *crosslinker* retrasado. La figura 1.7 muestra el aumento temprano de viscosidad como se midió en un viscosímetro Fann 50 del mismo fluido. La figura 1.8 y la figura 1.9 muestran el efecto de corte en un borato *crosslinked* y circonio *crosslinked*, mostrando la habilidad del borato *crosslinked* instantáneo para recuperación de corte y circonio *crosslinked* instantáneamente de perder viscosidad en el corte (Cawiezel, y col., 2004; Craigie, 1983). El retraso de *crosslink* puede minimizar este efecto en sistemas *crosslinked* metálicos.



**Figura 1.7 - Aumento de la viscosidad temprana de un fluido circonio *crosslinked* retardado en viscosímetro Fann 50.**

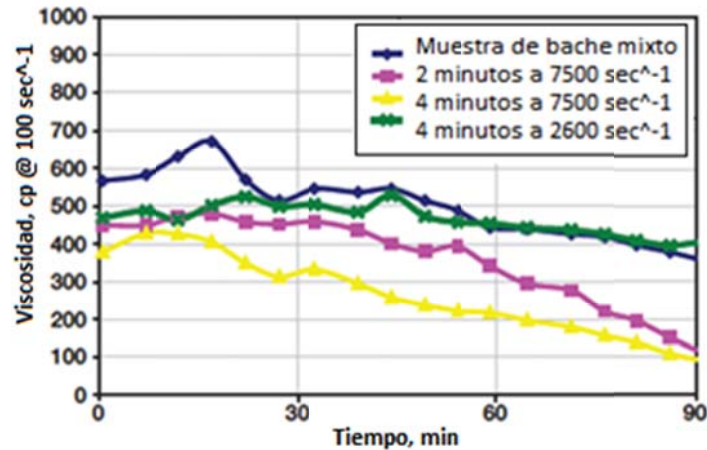


Figura 1.8 - Efecto de historial de corte y viscosidad del fluido borato *crosslinked*. (Después de Cawiezel, 2004)

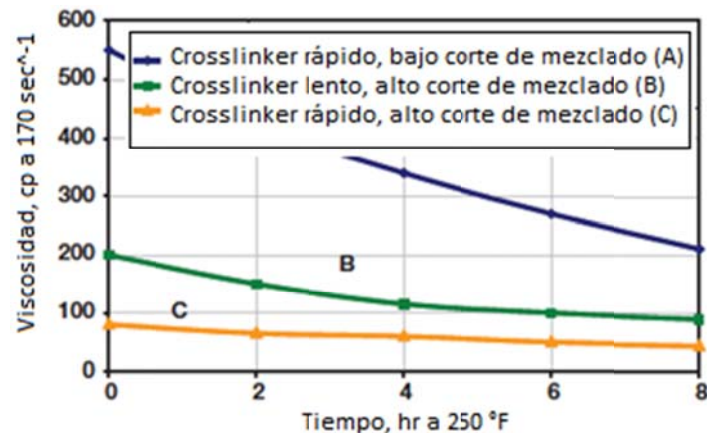
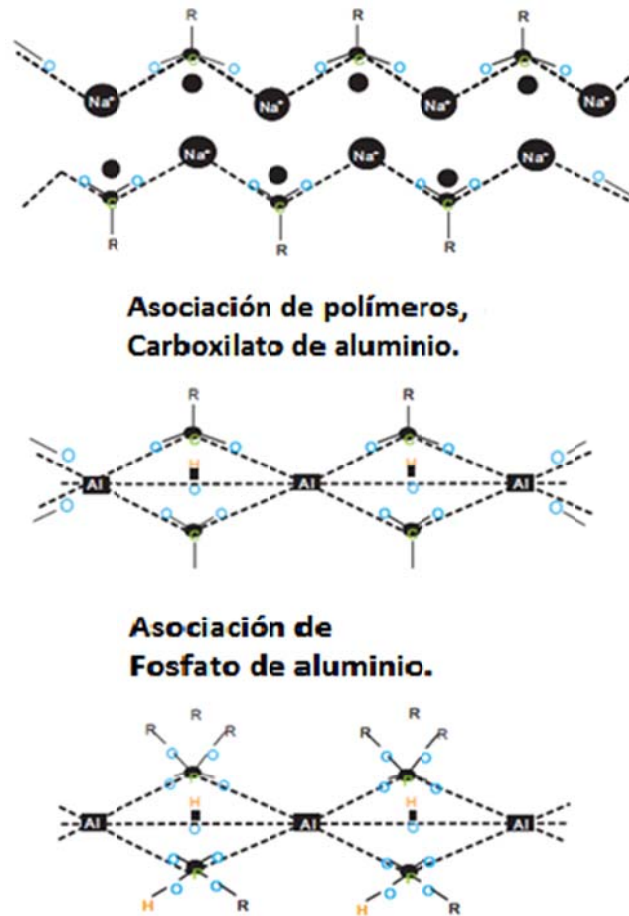


Figura 1.9 - Efecto de historial de corte en la viscosidad del fluido *crosslinked* circonio en Fann 50 (después de Craigie, 1983)

### 1.3.6 Fluidos base agua en pozos de gas.

Los fluidos de baja viscosidad han sido usados exitosamente en lutitas y otras formaciones impermeables de gas donde los aspectos económicos son muy importantes. Los fluidos de borato tienden a tener excelente control de pérdida de fluido y por lo tanto son aplicables en yacimientos con alto *leakoff* de fluido. Ellos pueden ser energizados o espumosos con  $N_2$ . Estos fluidos han sido utilizados exitosamente de forma global tanto en pozos de aceite como pozos de gas y son particularmente usados porque las altas viscosidades pueden ser logradas donde los pozos tienen alta tortuosidad y problemas de fracturamiento cercanos al pozo (Wright, y col., 1993). Siendo fluidos de transporte perfectos, son también usados para transporte de apuntalante en pozos desviados y horizontales. Son también usados para fracturamiento en intercalaciones de estratos de carbón; otras reaccionan de forma perjudicial con los boratos. Los fluidos de bajo pH pueden ser energizados o hacerlos espumosos con  $CO_2$  o  $N_2$  y son particularmente aplicables para yacimientos de gas bajo presionados y pozos con problemas severos con arcillas. Los fluidos

compatibles con el metanol han sido exitosamente usados en pozos de gas con saturación de agua irreductible. La habilidad de ajustar la viscosidad de los fluidos base agua tanto de forma continua o en etapas tal vez sea de especial interés en pozos de gas con baja permeabilidad, donde los fluidos de alta viscosidad pueden ser usados en el *pad* para superar la tortuosidad cercana al pozo y minimizar la viscosidad para permitir el transporte de apuntalante (Ely y col., 1993). El fracturamiento de pozos de alta temperatura (sobre 300 °F) está restringido a los fluidos base agua.



**Figura 1.10 - Evolución química de los fluidos de fracturamiento base aceite.**

#### **1.4 Fluidos base aceite.**

En años recientes, ha habido una evolución en la tecnología para fluidos de fracturamiento base aceite. La tecnología ha evolucionado de polímeros asociados de carboxilado de sodio a asociados de carboxilado de aluminio a polímeros asociados de fosfato de aluminio (figura 1.10). En la última década, los fluidos base aceite se han trasladado a la tecnología de fosfato de hierro.

El primer fluido de fracturamiento base aceite fue preparado usando ingredientes como metal alcalino o carboxilados de aluminio. Los materiales gelificados de este tipo fueron descubiertos como napalm. Estas sales de carboxilados de aluminio fueron dispersas en materiales refinados de hidrocarburos tales como gasolinas, diesel y keroseno. En años recientes, la química de gelificantes de carboxilado de aluminio demostró un desempeño muy eficiente de viscosidad; una



desventaja fue la inhabilidad de los carboxilados de aluminio de gelificar efectivamente distintos aceites crudos. Se supuso que algunos tipos de aceite crudo no contenían el tipo y concentración de constituyentes de alifáticos necesarios para formar un gel efectivo. Generalmente este químico fue confinado a la gelificación de hidrocarburos refinados debido a su inestabilidad en algunos aceites crudos.

El siguiente sistema de gel fue la dispersión coloide, con base en jabones, que exhibían muchas propiedades de fluidos preferentes. Se usaron micelas de jabón en vez de geles de carboxilados de aluminio debido a su mejor estabilidad en aceites que contienen asfaltenos. Las micelas fueron agregadas a moléculas de surfactantes dispersas en un coloide líquido. Los fluidos gelificantes de carboxilado de aluminio también exhibieron presión de fricción muy alta. Geles de aceite usando jabón con tecnologías de dispersión coloide han demostrado ser un sistema gelificado de aceite más consistente (Hendrickson y col., 1957; y Grantham y McLaurine, 1986). Adicionalmente, estos fluidos demostraron mejores propiedades de transporte de arenas sin un correspondiente incremento en la viscosidad.

La característica más importante de las dispersiones de jabón fue que la viscosidad se perdió a alto corte, que es típico en fluidos pseudo plásticos o fluidos que se adelgazan por el corte. Una concentración de solución de hidróxidos alcalino-térreos (hidróxido de sodio) es entonces dispersa en la mezcla de hidrocarburos para neutralizar el ácido orgánico in situ y causar un proceso de saponificación. Henrickson y col. (1957) reportaron que en los sistemas de aceites, las micelas tienen porciones polares de la molecula carboxilada enterrada en un núcleo central, en vez de estar distribuida sobre la superficie externa, como es el caso en sistemas acuosos. La interacción de terminaciones polares, tanto por atracción dipolo o por especificación de hidrógeno de ciertos átomos.

Los nuevos sistemas son muy eficientes para el aumento de la viscosidad con menor carga de aditivos. Pueden ser bombeados como bache mixto o sobre la marcha. Aumentan la viscosidad de manera muy rápida y pueden tolerar humedad en los aceites base. No son tan sensitivos a las concentraciones de aditivos y concentraciones relativas de los aditivos como los sistemas más nuevos de base aluminio.

Los geles se rompen disolviendo lentamente aditivos tales como óxido de calcio, óxido de magnesio o carbonatos. Algunos de estos sistemas también son compatibles con algunos aceites. Cualquier material asfáltico en el aceite, puede reaccionar con el hierro, y el gel perderá estabilidad.

### **1.5 Fluidos energizados**

Los fluidos son energizados ya sea con  $N_2$  o  $CO_2$  para minimizar la cantidad de líquidos introducidos en la formación y para la recuperación mejorada de fluidos. Los fluidos son considerados típicamente energizados si el porcentaje de volumen del medio energizante al volumen total (definido como "calidad") es menos que 53%; son considerados espumas si el porcentaje de volumen es mayor (Mitchell, 1969). Es común en la industria usar 25 a 30 de porcentaje de volumen de un medio energizante en los fluidos. También, añadiendo el medio energizante

reduce el fluido base (agua o aceite) bombeado al pozo. Los fluidos energizados son de particular importancia en fracturamiento en pozos de gas bajo-presionados. La mayoría de los pozos de gas fracturados al este de Canadá usan fluidos energizados. Existen ciertas diferencias entre el uso del  $N_2$  y el  $CO_2$ , como medio energizante, como se explica a continuación.

En la mayoría de los lugares, el  $N_2$ , es químicamente inerte y no es miscible con los fluidos de la formación, lo que es una ventaja porque no ocurre interferencia química. Es un gas durante las condiciones de bombeo y recuperación. Debido a que tiene muy baja densidad comparado con el fluido que es bombeado, se separará fácilmente del fluido que se está filtrando en la formación.

Por lo que es imperativo que los fluidos energizados con  $N_2$  sean recuperados tan pronto como sea posible después de que termine el bombeo; de otra forma, la energía para la recuperación del fluido podría no presentarse. Debido a que el  $N_2$  no es soluble en los fluidos con los que este es bombeado y a que no alterará el pH, puede ser usado para energizar la mayoría de los fluidos. Como un gas, el  $N_2$  atraviesa un cambio significativo de volumen cuando es presurizado, y el diseño de la calidad de fondo puede ser difícil.

Por otro lado, el  $CO_2$  bajo las condiciones de bombeo es de hecho líquido o un fluido superficial. Como un fluido supercrítico, se encuentra a temperatura y presión arriba de su punto crítico termodinámico de  $31.12^\circ C$  y  $75.2461 \text{ kg/cm}^2$  ( $88^\circ F$  y  $1070 \text{ psi}$ ). Como un fluido supercrítico tiene la particular habilidad de difundirse a través de los poros como un gas pero con la densidad del líquido. El  $CO_2$  es químicamente reactivo. Es muy soluble en ambos agua y aceite, y en agua crea ácido carbónico, que de hecho podría trabajar como un rompedor para *guar* hidrolizados y los derivados del *guar*. El  $CO_2$  líquido o superficial tiene una densidad cercana a la del agua, y por lo tanto el fluido energizado o espumado no tiene una densidad menor que el fluido base, lo cual ayuda en las hidrostáticas. Hasta que el fluido es recuperado por pérdida de presión, permanece como líquido o fluido supercrítico cuya densidad es cercana a la del agua. El fluido puede ser encerrado por largos periodos de tiempo sin perder el efecto energizante. Debido a que es soluble en fluidos, la energía es almacenada por tiempos más largos. También tiene el efecto de "refresco de cola": mientras más y más presión es liberada, más y más el gas será liberado del fluido debido a que la solubilidad decrece con la presión disminuida. Esto típicamente resulta en mejor recuperación del fluido.

El  $CO_2$ , ya sea como líquido o como gas, es considerado no dañino para la formación, particularmente en pozos de gas. Puede precipitar asfaltenos o parafinas en aceites pesados, lo que usualmente no es visto en pozos de gas.

Debido a la naturaleza reactiva del  $CO_2$ , no puede ser usado en todos los fluidos. Por ejemplo, fluidos boratados no son compatibles con  $CO_2$ , tampoco lo son ciertos fluidos viscoelásticos. En soluciones acuosas el  $CO_2$  interfiere con las sales, y la estructura micela se pierde junto con la viscosidad. También no todos los geles de aceite son compatibles con el  $CO_2$ . Sistemas éster de aluminio fosfato son rotos con un ácido carbónico de bajo pH, el cual funciona como un rompedor para el sistema.



### **1.6 Espumas y emulsiones**

Usualmente hay mucha confusión acerca de lo que constituye a las espumas o emulsiones. Generalmente, cualquier fluido que tiene dos fases e incremento de la viscosidad debido a la presencia de la segunda fase puede ser considerado una espuma o una emulsión. Cuando la calidad excede 53 (por ejemplo, 53% por volumen de gas), hay interferencia burbuja a burbuja, y la viscosidad del sistema se incrementa exponencialmente hasta alrededor de 90 en calidad, cuando empieza a ocurrir el proceso de neblina, reduciendo la viscosidad dramáticamente. Las espumas típicas o emulsiones usadas en la industria son limitadas alrededor de 70 a 80 en calidad para minimizar los efectos de fricción debido a la alta viscosidad. Cuando la fase interna es un no-líquido, es considerado una espuma; cuando es líquido, es considerado emulsión. Por esta definición, todos los fluidos de  $CO_2$  con calidad mayor a 53 deberían ser llamados emulsiones. Sin embargo cuando el bombeo se detiene y el fluido es recuperado, éste sale como espuma, así que es común en la industria llamarlos espumas. Las espumas son estabilizadas añadiendo un agente espumoso químico y un gel base. Por razones económicas, el gel usado más comúnmente es el *guar*.

En adición a las espumas de  $N_2$  y  $CO_2$ , las espumas binarias fueron introducidas a la industria en 1988 (Toney y Mack, 1991). Las espumas binarias contienen tanto el  $N_2$  y como el  $CO_2$  y se dice que tienen ventajas sobre las espumas simples de  $CO_2$  o  $N_2$ . La ventaja principal, es que el fluido recuperado tiene un bajo contenido de  $CO_2$ , con lo que el gas producido puede ser colocado en la tubería mucho antes de que se expanda. Comúnmente, el  $N_2$  es menor en costo que el  $CO_2$ ; sin embargo, trabajos de diseño con dos fluidos compresibles - involucrando uno de ellos un potencial cambio de fase - se podría hacer complicado.

La alta viscosidad de las espumas ayuda a los fluidos a tener un buen control de la pérdida de fluidos. Ellos son compresibles y por lo tanto tienen aplicaciones en pozos de gas con buenas fracturas naturales interconectadas. Estos son adecuados para formaciones con compatibilidad de agua marginal y donde una mejor permeabilidad de apuntalante recuperado es requerida. Estos tienden a tener una fricción más alta que los fluidos convencionales, particularmente fluidos retrasados *crosslinked*. Estos también imponen un límite en la cantidad máxima de apuntalante que es agregado en la tina, mientras que el  $N_2$  o el  $CO_2$  es típicamente agregado en la cabeza del pozo. La viscosidad de las espumas puede ser ajustada cambiando la viscosidad del gel base y la calidad del fluido. El apuntalante típicamente forma parte de la fase interna, y así la cantidad de  $N_2$  y  $CO_2$  añadida durante el trabajo necesita ser ajustada conforme la concentración de apuntalante se incrementa durante el trabajo para mantener constante "Mitchell" o la calidad de la fase interna (Mitchell, 1969). Como se mencionó anteriormente, la viscosidad de la espuma sube exponencialmente conforme la calidad (fracción de volumen o fase interna) sube. Si la espuma es bombeada como una calidad de superficie constante sin considerar al apuntalante añadido, conforme el volumen de apuntalante en el fluido se incrementa, la viscosidad se incrementará exponencialmente mientras que el apuntalante forme parte de la fase interna de la espuma. Esto resultará en fricción inaceptable, particularmente con concentraciones de apuntalante más grandes.

El único daño a la formación y/o el paquete de apuntalante de las espumas es del agente gelificante, el cual se puede romper usando enzimas o agentes oxidantes. Uno de los problemas potenciales usando espumas es que el fluido recuperado puede regresar como espuma, lo cual puede ser una molestia para el equipo de superficie. Se ha revelado que el uso de espumantes “divisibles” que pierden su habilidad para funcionar como espumantes resuelve este problema (Gupta y Hlidek, 2007).

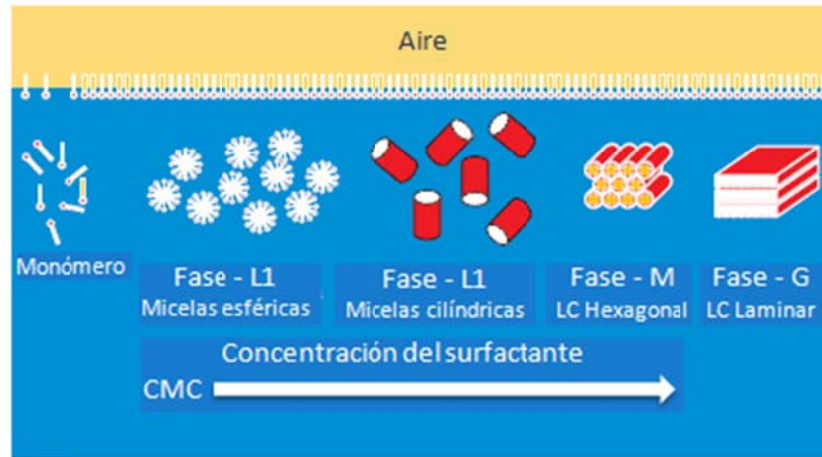
### **1.7 Fluidos no-convencionales**

Conforme la industria se mueve a formaciones con permeabilidades más y más bajas, particularmente sistemas tales como lutitas o intercalaciones de estratos de carbón donde la producción es controlada por desorción del gas en vez del flujo de matriz, los fluidos que son no dañinos al paquete de apuntalante y la formación se están haciendo importantes. Pozos con efectos adversos de capilaridad debido a agua sub-irreductible o saturación de hidrocarburos también requieren diferentes fluidos para minimizar aquellos efectos o mitigar los efectos causados por perforar con el fluido equivocado. Varios fluidos no-convencionales han sido desarrollados y usados exitosamente para estas formaciones no-convencionales en la última década.

#### **1.7.1 Fluidos surfactantes viscoelásticos**

Los sistemas de gel visco elásticos surfactantes (VES) han sido descritos en la literatura patente para reducción de la fricción y como fluidos de tratamiento de pozos (Teot, 1988). Su uso en la vida diaria ha estado circulando por algún tiempo. Su uso en fluidos de fracturamiento es relativamente un nuevo fenómeno, pero la literatura patente ha explotado esta área en los últimos años.

Principalmente, estos fluidos usan surfactantes en combinación con sales inorgánicas u otros surfactantes para crear estructuras ordenadas, lo cual resulta en no sólo viscosidad incrementada sino también elasticidad. Estos fluidos tienen una muy alta viscosidad de corte-cero sin deshacer el incremento en la viscosidad de corte-alta. Por lo tanto, tienden a ser fluidos degradables por corte. También poseen una alta elasticidad. Como explicó Asadi y col. (2002), la viscosidad de corte-cero ha sido hallada como un parámetro esencial en evaluar el transporte del apuntalante. Por lo tanto, estos fluidos pueden, con menos carga, transportar apuntalante sin los requerimientos de viscosidad comparable de los fluidos convencionales, la tecnología del sistema VES puede ser separada en varias categorías basándose en la estructura de las estructuras ordenadas o micela. Pueden formar micelas tipo gusanos, estructuras laminares o vesículas (Fig. 1.11).



**Fig. 1.11 - Concepción artística de la formación de estructuras ordenadas con surfactantes VES**

Conforme la concentración de surfactante se incrementa en el agua, las micelas empiezan a formarse. Incrementando aún más la concentración se excede la concentración crítica de micela (CMC por sus siglas en inglés) para el surfactante en el agua; estas moléculas empiezan a interactuar unas con otras. Estas interacciones están basadas en las fuerzas iónicas y pueden ser amplificadas añadiendo electrolitos (sales) u otros surfactantes iónicos. Dependiendo de las cargas iónicas y el tamaño y formas del surfactante y estos iones contrarios, estructuras ordenadas se empiezan a formar, lo cual incrementa la viscosidad y elasticidad. El mecanismo inverso es cierto para el rompimiento de estos sistemas. Las estructuras pueden ser deshechas añadiendo otros surfactantes, aditivos iónicos e hidrocarburos (de la formación o solventes mutuos u otros solventes) o pueden ser diluidas por agua de la formación adicional. Los sistemas comerciales más comunes usan surfactantes catiónicos con sales inorgánicas (Teot, 1988) o con surfactantes aniónicos (Zhang, 2002). También son comunes surfactantes aniónicos con sales inorgánicas (di Lullo y col., 2002). También han sido usados surfactantes zwitterionicos(\*) y anfotéricos(\*) en combinación con sales inorgánicas (Dahanayake y col., 2004).

Los fluidos VES comunes tienen un límite de temperatura en el rango de 71.12 a 93.34 °C (160 a 200 °F) sin espuma. Estabilizadores de alta temperatura son conocidos por incrementar el límite de temperatura a 121.12 °C (250°F).

No todos estos fluidos son compatibles con el  $CO_2$ . Se ha mostrado que son un reemplazo económico para fluidos boratados convencionales para aplicaciones en formaciones de gas de baja permeabilidad (Rieb, 2007).

(\*)Un zwitterión (del alemán "zwitter" "híbrido", "hermafrodita") es un compuesto químico que es eléctricamente neutro pero que tiene cargas formales positivas y negativas sobre átomos diferentes. Los zwitteriones son especies polares y usualmente presentan una elevada solubilidad en agua y bastante baja en muchos disolventes orgánicos de carácter apolar.

(\*) En Química, una sustancia anfótera es aquella que puede reaccionar ya sea como un ácido o como una base. La palabra deriva del prefijo griego ampho- (αμφι-) que significa "ambos". Muchos metales (tales como zinc, estaño, plomo, aluminio, y berilio) y la mayoría de los metaloides tienen óxidos o hidróxidos anfóteros.

Al menos con uno de estos fluidos, el agua de flujo de regreso de los tratamientos puede ser reciclada (Gupta and Tudor, 2005). Este fluido particular usa un surfactante catiónico neutralizado con un surfactante aniónico. El agua de flujo de retorno, en pozos de gas, tiende a regresar algo del surfactante catiónico y la mayoría del aniónico. El agua de flujo de retorno es típicamente colectada por 48 horas en un tanque. Inicialmente el fluido fue filtrado para remover cualquier partícula fina de la formación. Basados en la experiencia, se encontró que permitiendo que las partículas finas se depositen era suficiente para remover las mismas. Después de la depositación, el 75% del agua de flujo de retorno del centro fue transferida a un tanque de fracturamiento (donde se almacena) y el resto del agua requerida para el tratamiento de fracturamiento fue completado con agua fresca. Usando mediciones analíticas o viscoelásticas, surfactantes adicionales fueron usados para reconstituir el fluido. Russell (2001) reportó los resultados del procedimiento y la producción del pozo del uso del fluido reciclado en un estudio de campo en Canadá, no mostrando efectos de reciclado en la producción del pozo.

Estos fluidos VES son operacionalmente muy simples ya que sólo uno o dos aditivos son añadidos sobre la marcha sin ninguna necesidad de hidratación de polímetros. No requieren algún biocida porque no contienen ningún biopolímero. De hecho, algunos de los surfactantes catiónicos podían tener propiedades de biocida. No requieren flujo de retorno adicional de surfactantes ya que han heredado baja tensión superficial e interfacial. No se necesitan aditivos adicionales de control de arcillas: Contienen ya sea sal o surfactantes catiónicos, los cuales tienen propiedades similares a los substitutos de KCl. Los surfactantes tienen pesos moleculares de cientos en oposición al polímero *guar* con millones.

La viscosidad es rota mediante la alteración de las propiedades del surfactante, mediante la adición de otros hidrocarburos o la alteración de la salinidad o el pH. La permeabilidad recuperada con estos tipos de sistemas se aproxima al 100%. Debido a las tendencias de mojado de los surfactantes en algunos de los sistemas VES, estos son útiles incluso en formaciones con saturación de agua sub-irreducible y problemas de entrapamiento de líquido incluso aunque estos fluidos son base acuosa.

### **1.7.2 Espumas surfactantes viscoelásticas**

Una extensión natural de la tecnología de fluidos VES son las espumas VES (Zhang y col., 2002). Estas espumas pueden ser formadas con  $N_2$  o  $CO_2$ . Como se mencionó anteriormente, no todos los sistemas VES son compatibles con  $CO_2$ . No son necesarios espumantes adicionales con estos sistemas. La viscosidad de las espumas puede ser ajustada mediante el ajuste de la calidad de espuma y la viscosidad de la base del sistema VES. Estos han sido utilizados exitosamente en formaciones de gas a 121.12 °C (250°F) (Gupta y Leshchyshyn, 2005b). En formaciones con potencial para formar bloques de agua, estos fluidos son particularmente adecuados ya que el fluido de *leakoff* todavía contiene los surfactantes, lo cual baja la tensión superficial en la matriz, sobrepasando las fuerzas capilares y ayudando en la recuperación del fluido. Estos fluidos han mostrado ser adecuados para fracturar intercalaciones de estratos de carbón en pozos de metano que contienen agua porque las espumas controlan el *leakoff* en las fracturas naturales sin el daño de los residuos de polímeros.

### **1.7.3 Emulsión de $CO_2$ con fluidos acuosos base metanol**

Ciertas formaciones tienen potencial para retener incluso agua en cantidades limitadas, usada en espumas y espumas VES con calidad de más de 70. Estos fluidos podrían dañar estas formaciones sensibles debido a la saturación de agua sub-irreducible y el entrapamiento de líquido. En estas formaciones, reemplazando el 40% de la fase de agua usada en espumas de  $CO_2$  convencionales (emulsiones) con metanol puede minimizar la cantidad de agua. Gupta y col., (1997) demostraron que un sistema acuoso con 40% de metanol dio la viscosidad más alta de las mezclas de metanol acuoso, tiene un punto de congelamiento cercano a 40 °C (104 °F) (el cual es el menor límite operante para el equipo de fracturamiento en el campo) y la tensión superficial alrededor de 30 dinas/cm. Estas emulsiones usan surfactantes, los cuales son espumantes compatibles con metanol. Típicamente la calidad del  $CO_2$  se aproxima a 85, lo que resulta en alta permeabilidad recuperada y resultados rápidos de limpieza y producción en varias formaciones canadienses de gas (Gupta y col., 2007).

### **1.7.4 Espumas crosslinked**

Las espumas *crosslinked* pueden ser consideradas como fluidos convencionales o no-convencionales. Ha habido una variedad de publicaciones sobre la reología y la aplicación de fluidos boratados espumados de  $N_2$  desde principios de 1980 (Veatach, 1983; Harris, 1988; y Harris y Heath, 1996). Los fluidos de circonio *crosslinked* metálico de  $CO_2$  espumado fueron usados de ambas formas con y sin espumantes (Philips y Mack, 1991). La mayoría de estos fluidos usan una calidad de 70 o 75 de  $CO_2$  o  $N_2$  (o ambos, cuando se realiza fracturamiento binario). Las espumas fueron *crosslinked* para incrementar la temperatura de aplicación de estos fluidos o para minimizar la cantidad de líquidos en la formación. En la mayoría de estos sistemas, el incremento de la viscosidad es realizado desde el *crosslink*, y la dilución de la viscosidad ocurre a menos que haya una calidad de 53. El mismo principio puede ser usado usando un fluido base CMHPG conteniendo 40% de metanol *crosslinked* con circonio. Un desempeño similar a un fluido de emulsión con  $CO_2$  conteniendo 40% de metanol descrito anteriormente puede ser alcanzado con estos sistemas *crosslinked* conteniendo una calidad sólo de 30 del  $CO_2$  para un sistema más efectivo en términos económicos. Los geles de aceites energizados con  $CO_2$  preparados con aceites de fracturamiento han sido usados en formaciones canadienses de gas con mucho éxito (Gupta y Leshchyshyn, 2005a).

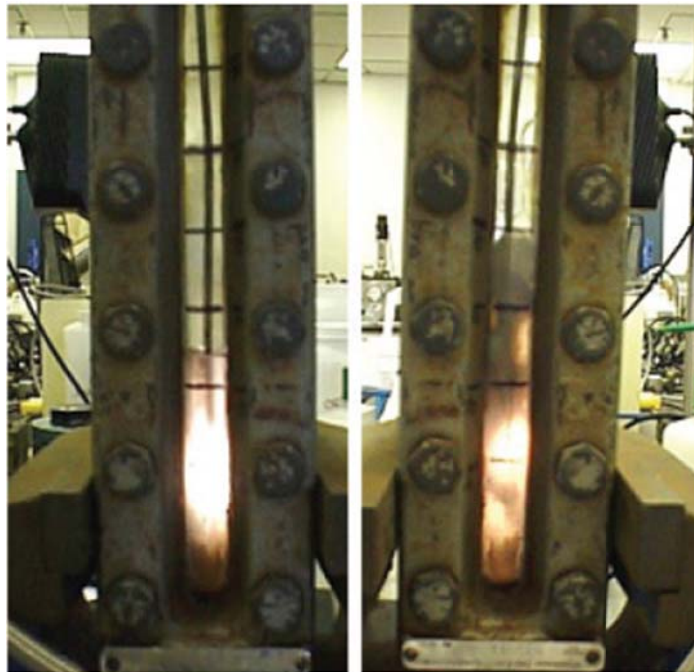
### **1.7.5 Fluidos base metanol no-acuosos**

En formaciones con problemas severos de entrapamiento de líquidos (acuosos e hidrocarburos), podrían ser la solución fluidos base metanol no-acuosos. Con los años, varios autores han identificado las ventajas de los fluidos basados en alcohol (McLeod y Coulter, 1966; Smith, 1973; Tiner y col., 1988; y Hernández y col., 1994). Estas ventajas incluyen, punto bajo de congelamiento, baja tensión superficial, alta solubilidad del agua, alta presión de vapor y compatibilidad con la formación. El Metanol también es el fluido de elección para formaciones con agua irreductible y/o saturación de hidrocarburos (Bennion y col., 1993a, 1993b, 1994, 1995, 1996a, 1996b). Hay tres preocupaciones con el metanol, todas se relacionan a la seguridad: bajo punto flash, alta densidad del vapor y la invisibilidad de la flama. Con precauciones especiales,

como lo han identificado autores previos (Thompson y col., 1992 y Hernández y col., 1994), el metanol puede ser usado de manera segura en el campo.

Han sido descritos diversos enfoques para incrementar la viscosidad del metanol (Thompson y col., 1992; Grema y Alm, 1985; y Gupta y col., 1997). Estos oscilan desde metanol espumoso a gelificación con polímeros sintéticos (por ejemplo poliacrilamida y óxido de polietileno) y *guar* modificado. También se hicieron intentos para *crosslink*, el metanol gelificado con los *crosslinkers* metálicos. Sin embargo las limitaciones son descritas por Ely (1994) restringiendo el uso de metanol gelificado no-acuoso, incluyendo solubilidad de estos polímeros en ambos: metanol acuoso y no-acuoso, habilidad para *crosslink*, rompimiento del polímero, y el límite de temperatura.

El desarrollo más reciente (Gupta y col., 1997; y Mzik, 1993 y 1994) describe un *guar* modificado disuelto en metanol anhidro *crosslinked* con un borato más complejo y roto por un rompedor oxidante. Este sistema ha sido exitosamente utilizado en el campo. En pozos bajo-presionados, ha sido energizado con  $N_2$ . Ha habido un interés en fluidos de metanol energizados con  $CO_2$  para formaciones similares con pozos severamente bajo-presionados. Por lo tanto un nuevo polímero que es soluble en metanol no-acuoso y compatible con dióxido de carbono fue identificado. Estos geles base no-acuosa pueden ser *crosslinked* con borato a un pH pseudo-alto (los fluidos no acuosos no tienen pH) o con *crosslinker* de circonio a un pH pseudo-bajo para la compatibilidad del  $CO_2$ . La versión especial de este HPG puede hidratar en 100% metanol para dar viscosidad al gel base y también es compatible con  $CO_2$  sin precipitación (Gupta y col., 2003) (Figura 1.12).



**Figura 1.12 - Compatibilidad del  $CO_2$  de un HPG especial altamente derivados en metanol no-acuoso (izquierda), comparado con un HPG regular altamente derivados en metanol no-acuoso (derecha), el cual se precipita una vez expuesto al  $CO_2$  (después de Gupta y col., 2003).**



Estos fluidos pueden ser completamente rotos con rompedores especiales, resultando en permeabilidad recuperada muy alta en el paquete de apuntalante y en formaciones muy sensibles. Estos fluidos deben ser usados de una manera selectiva en formaciones de gas con consideraciones especiales de seguridad. Estos fluidos de nueva generación tampoco requieren algo de agua para hidratación o rompimiento.

### **1.7.6 Fluidos base- $CO_2$ líquido**

Los fluidos basados en  $CO_2$  líquido son los fluidos no-convencionales reales. El concepto y aplicaciones de estos fluidos requieren un pensamiento no convencional. Estos fluidos han sido usados muy exitosamente en aplicaciones en formaciones de gas de baja permeabilidad en Canadá y varias formaciones de USA. Su química y física han sido extensivamente publicadas. La familia de estos fluidos consiste de  $CO_2$  líquido puro y un fluido binario que consiste en una mezcla de  $CO_2$  líquido y  $N_2$  para reducir costos.

Los fluidos de fracturamiento convencionales dependen de las propiedades viscoelásticas para inhibir el *leakoff* de la fractura al yacimiento. La depositación del enjarre de una cadena larga de polímeros o una viscosidad alta de filtrado en sistemas de geles de aceite provee control de pérdida de fluidos para establecer el espesor de la fractura adecuado. Espesor de la fractura suficiente es requerido para permitir la colocación del apuntalante en la fractura. El  $CO_2$  líquido, tiene muy baja viscosidad (Gupta y Bobier, 1998) y por lo tanto no tiene las propiedades de viscosidad o el enjarre para establecer espesores de fractura cuando se bombea a gastos típicos (por ejemplo, 20 bpm).

Fluidos de baja viscosidad y baja temperatura tienen gastos de *leakoff* mayores que los fluidos convencionales, pero sus características tienen un límite superior que es dependiente de los parámetros de yacimiento. El uso de un gas o un gas licuado hace al fluido compresible. El fluido bombeado a altas presiones y bajas temperaturas se expande volumétricamente cuando el fluido es expuesto a bajas presiones y altas temperaturas de la formación. Estos fluidos no se encuentran en un estado estable, y por lo tanto pueden ocurrir efectos positivos transitorios. Este efecto de expansión térmica inhibe el *leakoff* cercano a la cara de la fractura y promueve el desarrollo del espesor de la fractura. Una combinación de la expansión térmica, efectos de permeabilidad relativa y una posible turbulencia a través de las pequeñas gargantas de poro del yacimiento reducen el *leakoff* del  $CO_2$  líquido de la fractura al yacimiento.

Debido a que estos fluidos de fracturamiento base- $CO_2$  líquido son compresibles por naturaleza, su presión hidrostática es dependiente de ambos, de la temperatura y de la presión. La densidad del  $CO_2$  líquido permanece relativamente constante durante fracturamientos a alta presión (Gupta y Bobier, 1998). Añadiendo nitrógeno gaseoso para hacer una mezcla  $CO_2/N_2$  requiere el uso de algoritmos computacionales para calcular los valores. La densidad y compresibilidad del nitrógeno pueden ser calculadas si ambos la temperatura y la presión son conocidas.

El transporte del apuntalante puede ser dividido en dos áreas: (1) a los disparos y (2) en las fracturas. Mover el apuntalante a través del equipo de superficie y las tuberías del pozo se logra de manera relativamente fácil, debido a los altos gastos de bombeo utilizados típicamente en

fracturamientos con  $CO_2$  líquido o  $CO_2/N_2$ . La alta turbulencia causada por el alto número de Reynolds (debido a la baja viscosidad y la alta velocidad del fluido) es suficiente para transportar adecuadamente el apuntalante a los disparos. La densidad del fluido también ayuda a transportar el apuntalante. Ambos, los valores de viscosidad y densidad, caen cuando el  $N_2$  es añadido al  $CO_2$  líquido a una proporción 50:50.

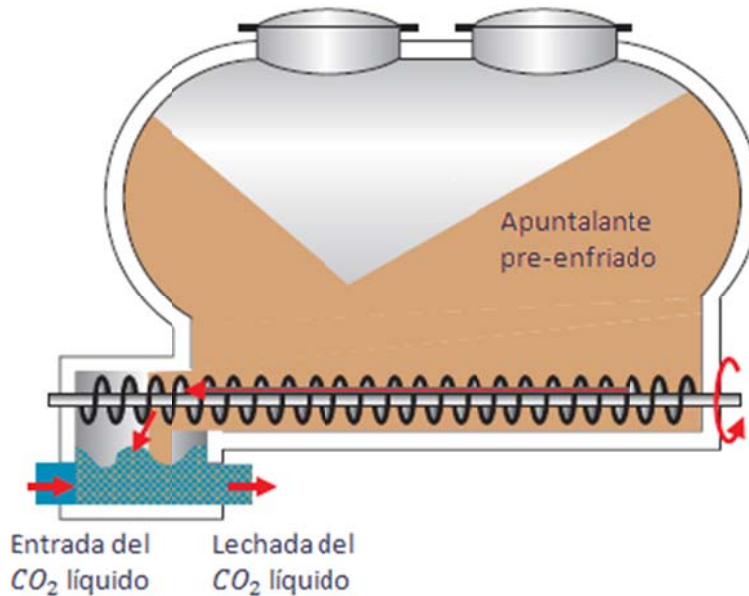
El transporte del apuntalante en la fractura por fluidos turbulentos y de baja viscosidad ha sido explorado anteriormente. El efecto de turbulencia es de particular importancia en la reducción de los ritmos de depositación de la arena. El contacto friccional entre el apuntalante y las paredes de la fractura es incrementado, con lo que disminuyen los ritmos de depositación de la arena. Paredes de las fracturas desiguales y/o tortuosas, combinadas con espesores estrechos de fractura también sirven para entorpecer la depositación del apuntalante dentro de la fractura. Settari y col. (1986) también describieron el transporte en la fractura como transporte "suspendido" o transporte de "cama de recortes" dependiendo de la proporción de la velocidad terminal a la velocidad horizontal.

Las técnicas operacionales de superficie para fracturamiento con  $CO_2$  líquido y  $CO_2/N_2$  pueden ser divididas en tres áreas: entrega del producto, mezclado de la lechada de la mezcla y bombeo a alta presión. Un tratamiento de fractura con  $N_2/CO_2$  líquido es un tratamiento de fractura con  $CO_2$  líquido y con un máximo de 50 % de  $N_2$  (por volumen) añadido a la cabeza del pozo. El  $N_2$  es bombeado con un equipo convencional de  $N_2$  y no requiere consideraciones especiales.

El  $CO_2$  líquido es almacenado en unidades de almacenamiento volumétrico en el lugar a 21.097  $kg/cm^2$  y  $-34.45^\circ C$  (300 psi y  $-30^\circ F$ ). Cada unidad tiene una capacidad de 300 bbl de líquido. El  $CO_2$  líquido es llevado de la unidad de almacenamiento a través de la mezcladora de  $CO_2$  y a los bombeadores de alta presión por el nitrógeno gaseoso. Se usa un camión remolque con tubo para el nitrógeno para realizar esta función.

La mezcladora de  $CO_2$  es una vasija a presión y un sistema *manifold* que mezcla el apuntalante en la corriente del  $CO_2$  líquido antes de que llegue a las bombas de alta presión. (Ver figura 1.13) El apuntalante es cargado en la mezcladora de  $CO_2$ ; la unidad es sellada y después llenada con  $CO_2$ . Durante el tratamiento, el apuntalante es atraído hacia la corriente del  $CO_2$  líquido por barrenas impulsadas por la hidráulica. Las mezcladoras de  $CO_2$  han sido construidas en versiones de 44,000- y 88,000-lb.





**Figura 1.13 - Diagrama esquemático de una mezcladora de  $CO_2$**

Densitómetros radioactivos son vitales en la operación exitosa de un tratamiento de fractura con  $CO_2$  líquido. Dos densitómetros, uno en la descarga de la mezcladora y uno en la línea de alta presión, son usados para asegurar que el diseño del tratamiento se siga.

El  $CO_2$  líquido es bombeado con un equipo de bombeo convencional. Se debe tener cuidado para asegurar que el  $CO_2$  líquido se mantenga arriba de la presión de equilibrio. Técnicas especializadas para los bombecedores de alta presión reducen la posibilidad de obstrucciones por vapor o falla mecánica debido a las bajas temperaturas. La temperatura de tratamiento del  $CO_2$  líquido en la cabeza del pozo puede ser tan baja como  $-26.12^\circ C$  ( $-15^\circ F$ ). Con estas bajas temperaturas en la cabeza del pozo, las consideraciones para el efecto térmico en los tubulares del pozo debe ser tratado antes del tratamiento.

Varios artículos han descrito la naturaleza única del  $CO_2$  líquido y las mezclas de  $N_2/CO_2$  líquido como fluidos de fracturamiento (Lillies, 1982; Tudor y col., 1994; Mazza, 1997; y Gupta y Bobier, 1998). En estos sistemas, el apuntalante es colocado en la formación sin causar daño de ningún tipo, y sin añadir cualquier otro transportador de fluidos, viscosificante (espesante) u otros químicos. Como se describió anteriormente "el uso de una sustancia amigable al yacimiento como el  $CO_2$  líquido" (y  $N_2$  inerte) "ofrece ventajas únicas a través de la eliminación de la retención de fluido capilar y el hinchamiento de arcillas" (Mazza, 1997).

Estos fluidos de baja viscosidad no son la opción obvia de fluido fracturante. Sin embargo, un gran número de trabajos han sido realizados de manera exitosa con ellos (Gupta y Bobier, 1998). Una de las mayores limitantes de esta tecnología ha sido su alto costo de tratamiento. Aunque tratamientos de simulación usando sistemas de  $CO_2$  líquido de baja viscosidad han sido exitosos,

los grandes gastos requeridos para colocar estos trabajos y las pérdidas por fricción asociadas elevaron los requerimientos de HP.

### **1.7.7 Fluido espuma con base $CO_2$ líquido**

Varios intentos se han hecho para incrementar la viscosidad de los fluidos basados en  $CO_2$  mientras se trata de mantener la conductividad y compatibilidad de la formación de estos fluidos con muy poco éxito operacional (Bullen y col., 1987). El fluido espuma con base  $CO_2$  consiste de una espuma de gas  $N_2$  en el  $CO_2$  líquido mientras la fase externa se estabiliza por un espumante especial soluble en  $CO_2$  líquido o supercrítico (Gupta, 2003). La ventaja principal de este fluido es la viscosidad adicional ganada por la espuma sobre el  $CO_2$  líquido. El uso del 75 por ciento del volumen de  $N_2$  también hace al fluido muy efectivo en términos de costos y utilizable en aplicaciones de proyectos de fracturamiento donde varios trabajos pueden ser realizados en un solo día. El fluido también ha encontrado un nicho de aplicación en fracturamiento de intercalaciones de estratos de carbón en Canadá, en intercalaciones de estratos de carbón, donde cualquier agua introducida en la formación daña las fracturas naturales.

### **1.8 Fluido de fracturamiento ácido**

Convencionalmente, el fracturamiento ácido ha sido usado para formaciones carbonatadas. El fracturamiento ácido es una técnica de estimulación en la cual el ácido es inyectado a presiones arriba de la presión de la formación para que así la fractura hidráulica sea creada. Usualmente, un fluido bache inicial o colchón viscoso es inyectado adelante del ácido para iniciar la fractura, y después, simple ácido, ácido gelificado, ácido espumado o una emulsión conteniendo ácido es inyectada. La conductividad de la fractura es creada por el ácido grabando diferencialmente las paredes de las fracturas; por ejemplo, el ácido reacciona no uniformemente con las paredes de la fractura así que después del cierre, la fractura se mantiene abierta asimismo con las regiones relativamente no disueltas actuando como pilares que deja más regiones disueltas como canales abiertos. Por lo tanto el fracturamiento ácido es una alternativa para el uso de apuntalante para crear la conductividad de la fractura después del cierre fractura.

Recientemente Kalfayan (2007) introdujo el concepto de fracturamiento ácido de areniscas. Los fluidos de fracturamiento ácido han sido usados como medios para extender la habilidad del ácido para penetrar profundamente en la formación, creando fracturas con una conductividad más alta. El incremento en la viscosidad puede ser obtenido con surfactantes, resultando en sistemas viscoelásticos o polímeros de poliacrilamida como emulsiones o micro - rompedores *crosslinked* con circonio. Estos sistemas pueden ser usados a 148.89°C (300 °F) y se pueden romper de una manera controlada usando rompedores encapsulados (Boles y col., 1996).

---

## **CAPÍTULO II: INTRODUCCIÓN AL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.**

### **2.1 Introducción**

Debido a la amplia cantidad de conceptos involucrados en el fracturamiento hidráulico, en este capítulo se presentan las bases teóricas para entender cómo se forma la fractura en la formación, la diferencia entre fracturar un yacimiento de alta permeabilidad y uno de baja permeabilidad, los tipos de presión involucrados durante el tratamiento de fracturamiento, características mecánicas de la roca y características reológicas de los fluidos.

### **2.2 Alta permeabilidad vs Baja permeabilidad.**

La permeabilidad de la formación tiene un enorme efecto en la producción de una formación no fracturada, también tiene un impacto similar en la producción post-tratamiento de un intervalo hidráulicamente fracturado. Por otra parte, la permeabilidad de la formación también afecta el tamaño y la forma de la fractura requerida para maximizar el incremento de producción obtenido del fracturamiento. En pocas palabras, una fractura debe ser diseñada para una permeabilidad específica de una formación.

Las formaciones de baja permeabilidad requieren estimulación porque la permeabilidad de la formación no es lo suficientemente alta para que el pozo produzca naturalmente a gastos rentables. Aunque el yacimiento puede contener reservas significantes, no se puede obtener una producción suficiente solamente con la perforación de los pozos, sin importar que tan buena ingeniería haya en ellos. En formaciones de baja permeabilidad, es fácil producir una fractura que es muchas veces más conductiva que la formación. Las fracturas en yacimientos de baja permeabilidad son diseñadas para mayor longitud.

El fracturamiento en formaciones con altas permeabilidades es un poco distinto. Usualmente, la producción se ve limitada por efectos alrededor del pozo, causado por el fenómeno dual de daño a la formación (*skin damage*) (van Everdingen y Hurst, 1949, y van Everdingen, 1953) y la limitación incrementada de flujo conforme se acerca al pozo. Las fracturas en formaciones de alta permeabilidad son diseñadas para ser cortas y altamente conductivas, que a su vez, por lo general significa maximizar el ancho de fractura apuntalada.

Cada formación tiene una combinación específica de longitud apuntalada y ancho apuntalado para el cual debe ser diseñado. Por lo tanto, entender la permeabilidad de la formación es vital para maximizar la producción post-tratamiento. Si la permeabilidad de la formación es desconocida (la situación usual, desafortunadamente) entonces la estimulación será menos eficiente (aunque todavía potencialmente exitosa en términos económicos).

### **2.3 Mejoramiento del flujo cercano al pozo vs estimulación del yacimiento.**

El fracturamiento hidráulico ha evolucionado en una técnica adecuada para estimular la mayoría de los pozos bajo circunstancias extremadamente variables. Originalmente se sugirió para pozos de gas de baja permeabilidad, todavía juega un papel crucial en el desarrollo de areniscas de baja permeabilidad, y su uso se está incrementando para producir en rocas carbonatadas de baja permeabilidad, lutitas y capas de carbón. En general, un pozo perforado vertical y con terminación

estrecha en un yacimiento de gas, debe ser estimulado exitosamente para producir a gastos de gas comerciales y producir volúmenes de gas comerciales. De hecho, Holditch (2006) considera la mejor definición de yacimientos de gas compactos como sigue: “Un yacimiento del cual no se puede poner a producir a gastos rentables ni se puede recuperar de éste volúmenes rentables de gas sin hacer tratamientos de fracturamiento hidráulico a gran escala o pozos avanzados (horizontales, multilaterales).” Aunque en algunos yacimientos compactos naturalmente fracturados, los pozos horizontales son exitosos, algunas veces también necesitan estimulación con fracturas. En este sentido el fracturamiento hidráulico es ciertamente una técnica de estimulación del yacimiento.

En formaciones blandas de alta permeabilidad (como por ejemplo en el Golfo de México) el fracturamiento hidráulico es principalmente una técnica de mejoramiento de flujo cercano al pozo (estimulación del pozo), y algunas veces las razones principales de aplicación, son los efectos secundarios, tales como prevención de arenamiento. En años recientes el fracturamiento de yacimientos de alta permeabilidad se ha vuelto significativo en términos económicos como en el fracturamiento de baja permeabilidad.

**2.4 Entendiendo la importancia de la presión.**

Entender las fuentes de ganancia y pérdida de energía (o uso) es fundamental para entender el proceso de fracturamiento (ver tabla 2.1). El análisis Nolte Smith (Nolte y Smith, 1981) está basado en analizar el gradiente de presión del tratamiento a fondo del pozo, graficado durante las operaciones de fracturamiento. En un trabajo de graficas estándar, donde la presión es graficada contra el tiempo, el gradiente de esta curva es la energía dividida por el tiempo, o trabajo. Así, un análisis del gradiente de presión graficado puede indicar cuánto trabajo está siendo realizado por el fluido de fracturamiento en la formación, o viceversa.

**Tabla 2.1 Fuentes de ganancia de energía y uso de energía durante las operaciones de fracturamiento.**

<b>Fuentes de ganancia de energía y uso de energía durante las operaciones de fracturamiento.</b>	
<b>Ganancia de energía.</b>	<b>Uso de energía</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Conversión de energía mecánica a presión y gasto mediante las bombas de fracturamiento.</b></li> <li>• <b>Presión hidrostática</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Presión en el pozo</b></li> <li>• <b>Fricción por perforación</b></li> <li>• <b>Tortuosidad</b></li> <li>• <b>Fricción del fluido en la fractura</b></li> <li>• <b>Sobrepasando esfuerzo in-situ</b></li> <li>• <b>Leakoff de fluido</b></li> <li>• <b>Producción de ancho de fractura</b></li> <li>• <b>Dividiendo a la roca en la punta de la fractura.</b></li> </ul>

### **2.5 Diferentes tipos de presión**

En el fracturamiento hidráulico es común referirse a un gran número de diferentes presiones encontradas durante operaciones y análisis. Cada una tiene su propio nombre (o más usualmente, varios nombres comunes) el cual se refiere ya sea a donde se está midiendo la presión o lo que está haciendo la misma.

**Presión de inyección,  $P_{iny}$ .** También conocida como presión de cabeza de pozo (Well Head Pressure (WHP)), presión de tratamiento en superficie (Surface Treating Pressure (STP)) o simplemente presión de tratamiento. Es la presión en la cabeza del pozo, contra la cual las bombas de fracturamiento deben actuar.

**Presión de la cabeza,  $P_{head}$ .** También conocida como *HH*, presión hidrostática ( $P_h$ ) o presión de la cabeza. Esta es la presión ejercida por el fluido del pozo debido a su profundidad y densidad.

**Presión de fricción de la tubería,  $P_{pipe\ friction}$ .** También conocida como presión de fricción de la TP o presión de fricción del pozo. Ésta es la pérdida de presión debido a los efectos de fricción en el pozo mientras el fluido es inyectado.

**Presión de inyección de fondo,  $P_{iw}$ .** También conocida como presión de tratamiento de fondo (Bottom Hole Treating Pressure (BHTP)), o presión de fondo (Bottom Hole Pressure (BHP)). Ésta es la presión en el fondo del agujero, en el pozo, en el centro del intervalo que está siendo tratado. BHTP puede ser calculada de información de la superficie de la siguiente manera:

$$P_{iw} = P_{iny} + P_{head} - P_{pipe\ friction} \dots (2.1)$$

**Caídas de presión por fricción en los disparos,  $\Delta P_{pf}$ .** Ésta es la pérdida de presión que se tiene mientras el fluido de fracturamiento pasa a través de un área de flujo restringido en los disparos. La presión de fricción por perforación puede ser calculada de la siguiente manera:

$$\Delta P_{pf} = 0.2369 \frac{q^2 \rho_s}{N_{perf}^2 D_p^2 C_d^2} \dots (2.2)$$

Donde  $\rho$  es la densidad de resbalamiento (ppg),  $q$  es el gasto total (bpd),  $N_{perf}$  es el número de perforaciones (tal que  $q / N_{perf}$  es la razón por perforación) y  $D_p$  es el diámetro de las perforaciones (pulgadas) y  $C_d$  es el coeficiente de descarga.

**Caídas de presión debidas a la tortuosidad,  $\Delta P_{tort}$ .** También conocida simplemente como tortuosidad, ésta es la pérdida de presión que se tiene debido al fluido de fracturamiento, mientras éste pasa a través de un área de flujo restringido entre las perforaciones y/o las fracturas principales.

**Caídas de presión por fricción cercanas al pozo,  $\Delta P_{near\ wellbore}$ .** Ésta es la pérdida total de presión debido a los efectos cercanos al pozo y es igual a la suma de las pérdidas de presión por fricción en los disparos más las pérdidas de presión debidas a la tortuosidad.

**Presión de cierre instantánea,  $P_{ISI}$ .** También conocida como ISIP (*Instantaneous Shut-In Pressure*) o ISDP (*Instantaneous Shut-Down Pressure*). Ésta es la presión de inyección de fondo inmediatamente después de que las bombas han sido cerradas, tal que los efectos de todas las pérdidas de presión de los fluidos basadas en fricción ( $P_{pipe\ friction}$ ,  $\Delta P_{pf}$  y  $\Delta P_{tort}$ ) se hagan cero.

**Presión de cierre,  $P_c$ .** Ésta es la presión ejercida por la formación en el apuntalante. También es la mínima presión requerida dentro de la fractura para poder mantenerla abierta. Para una sola capa  $P_c$  es usualmente igual al esfuerzo mínimo horizontal permitido para los efectos de presión de poro.

**Presión de extensión,  $P_{ext}$ .** También conocida como presión de extensión de la fractura. Ésta es la presión requerida dentro de la fractura para poder hacerla crecer. Por definición  $P_{ext} > P_c$  ya que la fractura tiene que ser mantenida abierta antes de que esta pueda ganar longitud, altura y amplitud. La presión de extensión no es constante y variará con la geometría de la fractura.

**Presión del fluido fracturante,  $P_f$ .** Aunque es usada en una variedad de situaciones, estrictamente hablando, la presión del fluido fracturante es, la presión del fluido fracturante dentro del cuerpo principal de la fractura, después de que ha pasado a través de las perforaciones y cualquier tortuosidad. La presión del fluido fracturante puede no ser constante en toda la fractura debido a los efectos de fricción.

## **2.6 Presión Neta**

Presión neta,  $P_{net}$ , es el exceso de presión en el fluido de fracturamiento dentro de la fractura, arriba de la requerida para simplemente mantenerla abierta (por ejemplo  $P_c$ ). En otras palabras, es la energía en el fluido de fracturamiento disponible para apuntalar la fractura y para producir espesor.

La presión neta, usada en el análisis de la geometría de la fractura está inmediatamente más allá del pozo y justo dentro de la fractura y puede ser calculada de la siguiente manera:

$$P_{net} = P_f - P_c, \quad \text{y} \dots \dots \dots (2.3)$$

$$P_{net} = P_{iw} - \Delta P_{pf} - \Delta P_{tort} - P_c \dots \dots (2.4)$$

Es difícil sobre-enfatizar la importancia de la presión durante el fracturamiento. Virtualmente todo análisis que involucra la geometría de la fractura usa la presión neta como una variable común ligando todas las partes del modelo matemático. La presión neta, multiplicada por el volumen de la fractura, nos da el total de la cantidad de energía disponible a cualquier tiempo dado para hacer crecer a la fractura. Como esa energía es usada (generación de espesor, rompimiento de la roca, pérdida de fluido o de fricción) es decidido por el modelo individual de la fractura siendo usado para simular el crecimiento de la fractura.

La presión neta también define al espesor de la fractura. Para cualquier presión neta areal dada (por ejemplo positiva), hay un espesor de fractura específico que será generado por una presión neta específica. Para una fractura elíptica, el espesor máximo es definido como sigue:

$$W_{max} = \frac{2P_{net}d(1-\nu^2)}{E} \dots\dots\dots(2.5)$$

donde  $\nu$  es la proporción de Poisson,  $E$  es el módulo de Young y  $d$  es la dimensión mínima de la elipse, tal que para una fractura con buena altura,  $d = h_f$ . El término  $E/(1 - \nu^2)$  es usualmente abreviado como  $E'$ , el módulo de deformación plana.

La presión neta también define la propagación de la fractura (el rompimiento físico de la roca al extremo de la fractura) para producir altura y longitud. Para que la fractura se propague, la condición  $P_{net} > P_{ext}$  debe cumplirse, lo cual, es lo mismo que decir que la presión neta tiene que ser lo suficientemente alta para inducir un esfuerzo crítico en la formación, suficiente para romper la roca. Determinar el valor para la  $P_{ext}$  y por lo tanto el esfuerzo crítico no es simple; varía con la geometría de la fractura. Además, las fracturas usualmente se propagan a través de capas de roca con distintas características mecánicas y por lo tanto diferentes valores de resistencia de la fractura. Por ello, dado que el esfuerzo in-situ y el módulo de Young podría variar de una capa de roca a otra, es usualmente más fácil para la fractura propagarse en una capa particular que en cualquiera de las otras. Como todo lo demás en la naturaleza, las fracturas siguen el camino de menos resistencia. Con algo de suerte, este camino de menos resistencia está en la roca del yacimiento, conduciendo esto a la longitud de diseño máximo y buena altura dentro de la zona de interés.

Consecuentemente, la presión neta cae en tres regímenes:

1.  $P_{net} \leq 0$  La fractura está cerrada, la propagación no es posible.
2.  $0 < P_{net} \leq P_{ext}$  La fractura está abierta con  $w_f \propto P_{net}$ . La propagación no es posible.
3.  $P_{net} > P_{ext}$  La fractura está abierta con  $w_f \propto P_{net}$ , y la presión genera suficiente esfuerzo para propagar la fractura.

Dado que el fluido está filtrándose continuamente a la formación, el volumen de la fractura empezará a declinar si el volumen de filtrado no se reemplaza. En términos prácticos esto significa que conforme el fluido se filtra, la presión declina y el espesor se reduce. Para detener la reducción del espesor, el fluido que se perdió en la formación tiene que ser reemplazado. Bombear en la fractura en la misma proporción que el fluido está filtrándose mantendrá la geometría de la fractura constante. Para incrementar el volumen de la fractura, el fluido tiene que ser bombeado en la fractura más rápido de lo que se esté filtrando. Conforme el volumen extra es introducido, el espesor incrementará de acuerdo con el incremento en  $P_{net}$ . Si el fluido es bombeado en una proporción suficiente,  $P_{net}$  se incrementará a un punto donde es mayor que la  $P_{ext}$  actual, y la fractura ganará altura y longitud además de espesor. Para continuar el crecimiento de la fractura, el fluido tiene que ser bombeado en la fractura más rápido que la suma de la pérdida de fluido por filtrado, el volumen ganado por la expansión del espesor y el volumen

ganado por la expansión de la longitud y la altura. De otra forma,  $P_{net}$  declinará hasta debajo de la  $P_{ext}$  y la fractura cesará de crecer, incluso si  $P_{net}$  es suficiente para mantener el espesor. Esto, entonces, define la proporción mínima de tratamiento por propagación de la fractura.

### **2.7 Efectos de la tortuosidad y de la fricción en los disparos.**

Fricción cercana al pozo NWBF (*Near-wellbore friction*) es un término comodín diseñado para abarcar un número de efectos que actúan en la restricción de la trayectoria de flujo entre el pozo y el cuerpo principal de la fractura o fracturas. Usualmente, la presión cercana al pozo es la suma de estos efectos causados por la tortuosidad y la fricción en los disparos. Existen diferentes técnicas para tratar con cada uno de estos, y tal vez se necesiten pruebas por etapas para decidir qué fenómeno está causando el problema.

La fricción en los disparos es fácil de visualizar. Las perforaciones consisten en un número de pequeños agujeros, a través de los cuales un fluido altamente viscoso es bombeado a muy altos gastos. Por lo tanto, es casi una conclusión obvia que hay una caída de presión. Actúan cuatro cosas para hacer que esta caída de presión sea compleja y difícil de predecir:

1. El tratamiento no será bombeado a través de todas las perforaciones. Aún sobre un largo intervalo perforado con 200 a 400 perforaciones, es como si solo 10 a 20 de las perforaciones estuvieran tomando el fluido inyectado. Esto se ha demostrado muchas veces: La formación se rompe en el punto más débil, no sobre el intervalo entero perforado simultáneamente.
2. Las perforaciones activas se erosionarán e incrementarán su diámetro a través del tratamiento. El apuntalante es altamente abrasivo y puede incrementar significativamente el tamaño de una perforación, abriendo conforme el tratamiento avanza (Cramer, 1987).
3. Algunas perforaciones son más parecidas que otras. Las pistolas se encuentran a lo largo del lado bajo del pozo, los agujeros en el lado bajo serán mayores que los agujeros en el lado alto. Esto pone en tela de juicio la uniformidad de los diámetros de los disparos.
4. Algunas perforaciones tal vez serán bloqueadas o parcialmente bloqueadas. Los bloqueos tal vez se deban a materiales producidos de la formación (hidratos, asfaltenos, parafinas, finos, arena producida), escombros debidos a los disparos, materiales dañantes introducidos en el pozo (tales como pérdida de aditivos de fluidos), o una combinación de estos.

La mayoría de los simuladores de fractura calcularán automáticamente la fricción de perforación y de vuelta esto de cualquier cálculo de presión neta. Estos cálculos son tan buenos, como los datos de entrada.





**Figura 2.1 – Ilustración diagramática de las trayectorias de flujo restringidas entre las perforaciones y la(s) fractura(s) principal(es), que causan tortuosidad.**

La tortuosidad comienza donde las perforaciones terminan. En un mundo ideal, la conexión entre las perforaciones y el cuerpo principal de la fractura o fracturas, sería recta, amplia y fluida. Algunas veces éste no es el caso y la trayectoria de flujo está restringida. Algunas veces esta trayectoria de flujo puede estar tan restringida que afecta significativamente al tratamiento. De hecho, la tortuosidad puede ser la principal causa de *screenouts*(\*) prematuros. La figura 2.1 muestra una ilustración de la tortuosidad. Debido a que la conectividad de la fractura al pozo es crucial en yacimientos de alta permeabilidad, es esencial aliviar la tortuosidad; para formaciones de baja permeabilidad es menos crítico pero sigue siendo deseable.

La tortuosidad fue inicialmente documentada por Palmer y Veatch (1990), aunque muchos otros habían estado observando este fenómeno por algún tiempo sin advertir qué era exactamente. Cleary y col. (1991), fue capaz de describir más profundamente la tortuosidad e iniciar a tomarla en cuenta en el modelado de fracturamiento. En 1993, Cleary y col., fueron los primeros en documentar los procedimientos de campo para la mitigación e incluso reparación de los efectos de la tortuosidad.

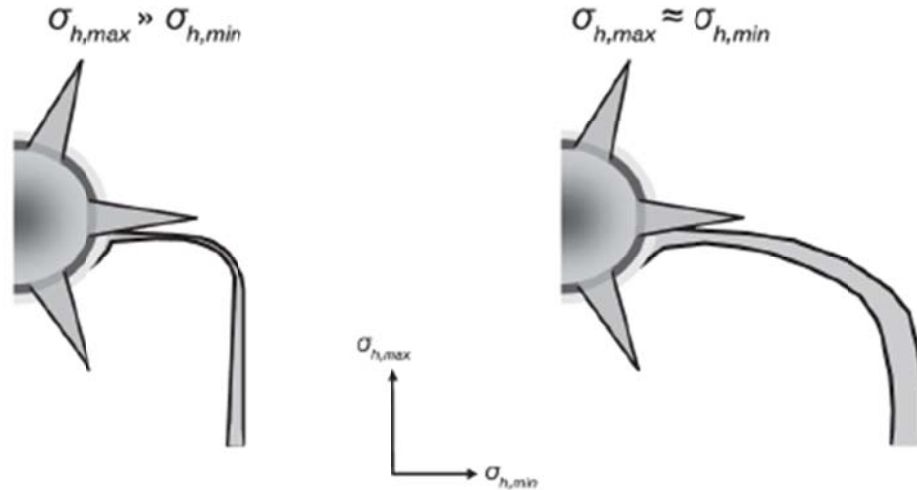
No todos los pozos son afectados por la tortuosidad. No todas las formaciones son susceptibles a la tortuosidad. En algunas formaciones puede ser casi imposible colocar cualquier apuntalante, a pesar del hecho de que es relativamente fácil crear y propagar la fractura por sí misma. Los siguientes son algunos factores que afectan la tortuosidad, algunos que pueden ser controlados y otros que no:

- Longitud del intervalo disparado. Todo disparo es un recurso potencial de inicio de una fractura. Entre más disparos haya, es mayor la oportunidad de tener tanto fracturas múltiples, como complejidad entre las perforaciones y la(s) fractura(s). Reducir el número de disparos ayuda a mantener las cosas simples. Mientras que esto ayuda en la formación de las fracturas, quizá conduzca a fracturas estranguladas durante la producción, un impedimento considerable en formaciones de alta permeabilidad.

(\*)*Screenout*: Indica un bloqueo en los canales de la fractura debido a que hay apuntalante de menor tamaño, que está fuera del rango del tamaño de maya utilizado en el diseño del tratamiento. Entre las paredes de la fractura y el apuntalante de mayor tamaño se depositan las partículas de apuntalante de menor tamaño, bloqueando los canales que se forman. Para evitar un *screenout* se debe usar apuntalante que esté dentro de un rango de tamaño de maya, adecuado para el tipo de fractura que se desea.

- La dirección y división en etapas de terminación. La estrategia óptima de terminación en pozos verticales es disparar en fase de  $180^\circ$ , con orientación en dirección del esfuerzo máximo horizontal. La fractura también tenderá a propagarse en esta dirección. El único modo de hacer esto es a través del uso de pistolas orientadas y el conocimiento del azimut de fractura a priori. Los disparos que apunten en dirección opuesta de la dirección de máximo esfuerzo horizontal, adicionarán complejidad a la formación en la cercanía del pozo. Además, las estrategias de perforación que producen espirales de agujeros alrededor del pozo en vez de líneas verticales, también adicionarán complejidad.
- Diámetro de disparo y profundidad de penetración. Un trabajo reciente de Pongratz y col., (2007) indica que la fractura se iniciará desde la base del disparo, en la interface entre el cemento y la roca, en vez de la punta o del lado del disparo del túnel. En estos casos, agujeros de diámetro pequeño (usualmente pero no siempre, asociados con cargas de penetración profundas) producen un menor “esfuerzo” alrededor del agujero del disparo y así hacen la iniciación de la fractura más fácil y menos compleja. Este efecto es mayor en formaciones duras y de baja permeabilidad.
- Desviación del agujero perforado. Las fracturas tienden a propagarse a lo largo de un plano vertical, ya que este es el camino de menor resistencia y controlado por el esfuerzo in-situ de la formación. En la región alrededor del pozo, debido a su forma cilíndrica, los esfuerzos ya no son esfuerzos de campo lejano. Además, el acto de perforar el pozo (que casi seguramente ha sido perforado y cementado sobre balance) y bombear dentro de la formación para crear la fractura; hará un mayor cambio en los esfuerzos alrededor del pozo. Esto quiere decir que para pozos no verticales, con un azimut lejos de una de las orientaciones principales de esfuerzos, la fractura probablemente iniciará en un plano diferente que el determinado por el de los esfuerzos de campo lejano. En algún punto lejano del pozo (dentro de unos pocos diámetros de pozo) el régimen de esfuerzos de campo lejano se volverá de nuevo dominante y la fractura cambiará de plano a menudo y de repente. Esto incrementa la complejidad de la fractura y pérdidas de presión.
- Características mecánicas de la formación. Las formaciones que son duras y frágiles (que tienen alto módulo de Young y baja resistencia a la fractura) tienden a ser más susceptibles a la tortuosidad que otras que son suaves y dúctiles. Esto es porque es más fácil crear y propagar fracturas en materiales duros y frágiles.
- Contraste entre esfuerzos horizontales máximos y mínimos. El efecto del contraste entre esfuerzo in-situ mínimo horizontal ( $\sigma_{h,min}$ ) y esfuerzo máximo horizontal in-situ ( $\sigma_{h,max}$ ) se ilustra en la figura 2.2. Si los esfuerzos de campo lejano están en una dirección significativamente distinta de la orientación de la propagación inicial de la fractura, la fractura tendrá que hacer un cambio radical en dirección en algún punto. Cuando los esfuerzos horizontales son muy similares, éste será un cambio gradual de dirección, acompañado de un ancho de fractura amplio. Cuando hay un gran contraste entre estos esfuerzos, el cambio de dirección será mucho más abrupto e introducirá una reducción dramática en el ancho, conduciendo a un flujo restringido. Los grandes contrastes en esfuerzos verticales son típicamente encontrados en formaciones que han experimentado actividad significativa tectónica y otras actividades geológicas. Por lo tanto, es razonable

asumir que las formaciones en áreas geológicamente activas, o con un historial significativo de fallas, tendrán una tendencia incrementada hacia la tortuosidad.



**Figura 2.2 – Ilustración de los efectos del esfuerzo horizontal contra la tortuosidad (después de Wright y col., 1996)**

**Screenouts prematuros.** La tortuosidad tiene un efecto mucho más adverso que el de sólo agregar presión a la presión de fondo de pozo del tratamiento (BHPT). Desafortunadamente, debido a que la tortuosidad es causada por trayectorias de flujo restringido entre las perforaciones y el cuerpo principal de la fractura, puede ser también difícil bombear aunque sea, concentraciones moderadas de apuntalante dentro de la fractura. El apuntalante de puenteo en esta región es muy común. A menudo, la geometría de la trayectoria de flujo cercana al pozo, es tal que menores concentraciones de apuntalante pueden pasar a través sin ningún problema serio, pero tan pronto como las concentraciones de apuntalante crítico pasan, los granos puentean sobre el canal de flujo y causan *screenout* prematuro. Hay numerosos casos de tratamientos que bloquean las fracturas (*screenout*) conforme el apuntalante alcanza a la formación.

Las técnicas para remediar la tortuosidad se basan en bloquear deliberadamente los canales de flujo más estrechos y entonces usar un gasto incrementado y presión para forzar a los canales de flujo que permanecen suficientemente amplios (Cleary y col., 1993). Por supuesto el mejor plan es incorporar prácticas de perforación del pozo y las terminaciones, junto con mediciones apropiadas de esfuerzos y orientaciones de los esfuerzos, en una aproximación holística con fracturamiento hidráulico.

## **2.8 Mini fracturas**

El propósito de las mini fracturas es el de proveer la mejor información posible acerca de la formación, antes de bombear el tratamiento real.

La mini fractura es diseñada para ser lo más cercana posible al tratamiento real, sin bombear ningún volumen significativo de apuntalante. La mini fractura debe ser usada bombeando el fluido de tratamiento previsto, al gasto anticipado. Debe ser con suficiente volumen para contactar todas las formaciones que se estimó que se contactarían con el diseño del tratamiento principal. Una buena mini fracturación, bien planeada y ejecutada puede proveer de información en la geometría de la fractura, propiedades mecánicas de la roca y *leakoff* del fluido –información que es vital para el éxito del tratamiento principal.

## **2.9 Características mecánicas de la roca**

### **2.9.1 Definiciones básicas**

#### **2.9.1.1 Esfuerzo y deformación**

**Esfuerzo.** Si una fuerza  $F$ , está actuando en un cuerpo con un área de sección transversal,  $A$ , perpendicular a la dirección de acción de la fuerza, entonces el esfuerzo  $\sigma$ , inducido en este cuerpo es igual a la fuerza dividida por el área:

$$\sigma = \frac{F}{A} \dots\dots\dots(2.6)$$

Nótese que es muy similar a la fórmula para calcular presión. El esfuerzo y la presión tienen las mismas unidades y son esencialmente la misma cosa – energía almacenada. La diferencia principal entre las dos es que en líquidos y gases, la materia fluiría lejos de una fuerza aplicada hasta que la fuerza y esfuerzo (o presión) sea la misma en todas direcciones. (Por ejemplo el equilibrio se ha alcanzado). Sin embargo, los sólidos no se pueden deformar de tal forma, por lo tanto estos materiales siempre tendrán un plano a través del cual los esfuerzos son máximos. También tendrán un plano perpendicular a éste, a través del cual los esfuerzos son mínimos.

Las propiedades tales como la masa y el volumen se dice que son escalares – requieren solamente una magnitud para definirlos. Cantidades tales como fuerza y velocidad son vectores – ellos requieren no solo una magnitud, pero también una dirección en la cual están actuando para poder ser definidas por completo. El esfuerzo toma este paso más allá como una propiedad de tensor – solo puede ser definida por completo por una magnitud y un área a través de la cual está actuando.

**Deformación.** Deformación es la medida de cuanto ha sido deformado un material cuando se le ha aplicado un esfuerzo. Conforme la fuerza  $F$  es aplicada en la dirección  $x$ , la altura original del bloque del material  $x$ , cambia por  $\delta x$  (tal que la nueva altura es  $x - \delta x$ ). La deformación en la dirección  $x$ , está dada por:

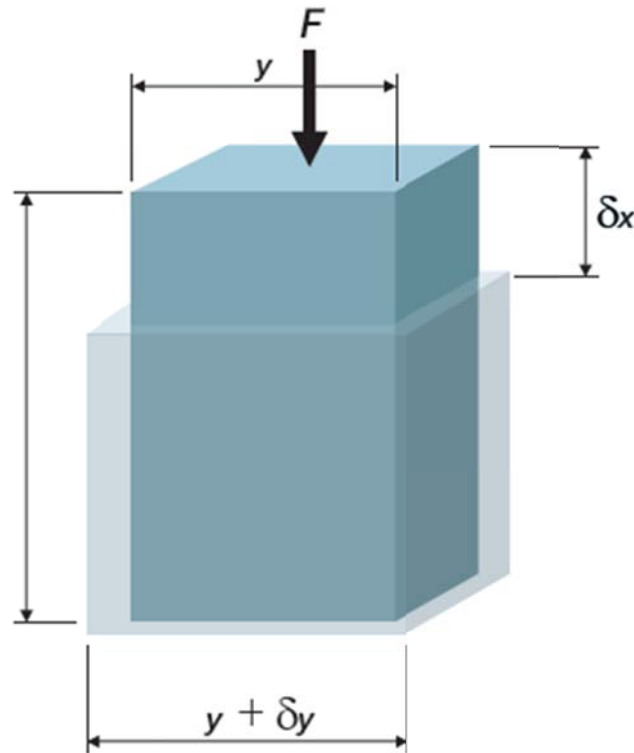
$$\epsilon_x = \frac{\delta x}{x} \dots\dots\dots(2.7)$$

Nótese que la deformación es definida en la misma dirección que la fuerza aplicada  $F$ , y perpendicular al plano a través del cual actúa el esfuerzo. La deformación es importante porque

ésta es la forma en que medimos el esfuerzo – por medio de la observación de la deformación de una pieza de material conocido. La deformación es adimensional.

### **2.9.1.2 Coeficiente de Poisson**

El coeficiente de Poisson,  $\nu$ , es una medida de cuánto se deformará un material en una dirección perpendicular a la dirección de la fuerza aplicada, paralela al plano en el cual el esfuerzo inducido por la deformación está actuando. (Ver la figura 2.3)



**Figura 2.3.- Aplicación de la fuerza F en la dirección “x” producirá una deformación en la dirección “y”.**

La deformación en la dirección  $x$ ,  $\epsilon_x$ , está dada por la ecuación 2.7. De manera similar, la deformación en la dirección  $y$  está dada por:

$$\epsilon_y = \frac{-\delta y}{y} \dots \dots \dots (2.8)$$

Nótese que este valor es negativo, como un resultado de la forma en que definimos las fuerzas y la dirección en que actúan. La deformación compresiva es positiva; la deformación por tensión es negativa.

El coeficiente de Poisson,  $\nu$ , está definido por:

$$\nu = -\frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} \dots \dots \dots (2.9)$$

El coeficiente de Poisson es un factor importante para la determinación del gradiente de esfuerzo de una formación pero es menos importante para definir las dimensiones de la fractura, aunque sí tiene algún efecto. Por definición, el coeficiente de Poisson siempre es menor a 0.5 (de otra forma un esfuerzo compresivo axial resultaría en un incremento de volumen) y valores típicos de  $\nu$  para rocas están entre 0.2 y 0.35. El coeficiente de Poisson es, por supuesto, adimensional.

### **2.9.1.3 Módulo de Young**

El módulo de Young,  $E$ , (también conocido como módulo de elasticidad o módulo elástico) es definido como la proporción de esfuerzo sobre deformación:

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \dots \dots \dots (2.10)$$

Debido a que la deformación es adimensional,  $E$  tiene las mismas unidades que el esfuerzo. El módulo de Young es una medida de cuanto se deformará elásticamente un material bajo una carga. Éste es otro término para dureza.

En un nivel más fundamental, si el esfuerzo y la presión están estrechamente relacionados (aplicando presión a una superficie se induce el esfuerzo), entonces en el fracturamiento podemos pensar en el módulo de Young como una medida de cuanto material (por ejemplo roca) se deformará elásticamente cuando una presión es aplicada sobre el mismo. Debido a que la presión es energía almacenada,  $E$  es también una medida de cuánta energía es necesaria para deformar una roca.

Materiales con un alto módulo de Young (por ejemplo, vidrio, carburo de tungsteno, diamante y granito) tienden a ser duros y quebradizos (susceptible a fractura quebradiza). Por otro lado, Materiales con bajo  $E$  (por ejemplo goma, espuma de poliestireno y cera) tienden a ser suaves y dúctiles (resistentes a la fractura quebradiza)

**Elástico vs plástico.** La deformación elástica es reversible: si la fuerza (o presión o esfuerzo) es removida, el material regresa a su forma y tamaño original. Si mucha fuerza es aplicada a un material que pasa más allá de su límite elástico, entonces el material empezará a deformarse plásticamente. Esto es permanente. Una buena ilustración de esto es el pequeño resorte de un bolígrafo. Cuando el resorte es estirado ligeramente, regresará a su forma original. Sin embargo, si el resorte es estirado demasiado, este será deformado permanentemente o de manera plástica. El módulo de Young sólo se aplica a la deformación elástica. Como un grupo de materiales, las rocas tienden a no deformarse mucho de manera plástica. En cambio ellas se deformarán elásticamente y después fracturar si el esfuerzo se vuelve muy alto. Excepciones notables a esto son las camas de sal, carbonatos suaves (caliza) y carbonos jóvenes.

**Módulo de Young Estático.** Ésta es la medida estándar de  $E$  y es aplicable al fracturamiento hidráulico. El material está siendo deformado de manera lenta y en una sola dirección.

**Módulo de Young Dinámico.** Ésta es la propiedad de la roca medida por herramientas especiales de registro sísmico. El material ya no se encuentra de forma estática; en vez de eso, está siendo continuamente estirado y comprimido de manera rápida. Esto es a menudo una variación importante entre los valores estáticos y dinámicos para E debido a un proceso conocido como histéresis. La histéresis es un retraso de los efectos de la fuerza, cuando las fuerzas actuando sobre un cuerpo son cambiadas (como si fuera desde la viscosidad o fricción interna). En esta situación, representa la dependencia histórica de los sistemas físicos. En un material elástico perfecto, esfuerzo y deformación elásticos son infinitamente repetibles. En un sistema exhibiendo histéresis, la deformación producida por una fuerza es dependiente de la magnitud de la fuerza y la historia previa de deformación.

**Módulo de deformación plana.** En el fracturamiento hidráulico, la deformación en la dirección perpendicular al plano de la fractura (por ejemplo, la dirección en la cual el espesor de la fractura es producido) es efectivamente cero. Esto es porque en esta situación el denominador de la ecuación 2.7 es tan grande que la deformación es efectivamente cero, incluso aunque haya habido deformación de material medible. Esto es conocido como “deformación plana”, lo cual implica que la deformación sólo existe en una dirección perpendicular a la dirección en la cual la deformación es cero. Para tener en cuenta esta anomalía, los modelos de fractura usan el módulo de deformación plana  $E'$  para calcular el espesor de la fractura:

$$E' = \frac{E}{(1-\nu^2)} \dots \dots \dots (2.11)$$

En fracturamiento, el módulo de Young típicamente tendrá valores en un rango desde valores tan bajos como 50,000 psi (para calizas muy suaves y superficiales o arenas débiles) hasta valores tan altos como 6, 000,000 psi para arenas profundas, compactas y esquistosas. Cabe señalar que el módulo de Young podría no ser constante en una formación débil o no-consolidada.

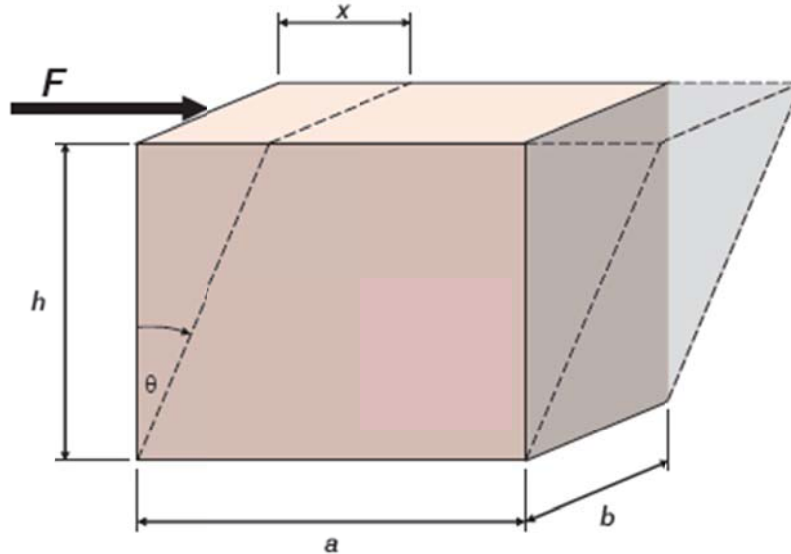
#### **2.9.1.4 Otras características mecánicas de la roca**

**Resistencia a la ruptura.** La resistencia a la ruptura de un material es el nivel de esfuerzo que es requerido para romper el material. Usualmente conforme el esfuerzo es aplicado, el material se deformará elásticamente (reversible), se deformará plásticamente y después se romperá. En la mayoría de las rocas la deformación plástica es despreciable y el material, para todos los propósitos prácticos, se deformará elásticamente y después se romperá.

Esta propiedad es importante en fracturamiento hidráulico debido a que el nivel de esfuerzo tiene que ser sobrepasado para poder dividir la roca. Usualmente, el gradiente de fractura (la presión – por ejemplo el esfuerzo- necesitaba fracturar la roca) tiene dos componentes: el esfuerzo inducido por la sobrecarga, y la resistencia a la ruptura de la roca.

Los materiales también tienen un esfuerzo de compresión, el cual es la carga de compresión más allá de la cual un material fallará. Los mecanismos de ruptura son más complejos debido a que el material es a menudo comprimido en varias direcciones al mismo tiempo. Generalmente, las rocas son mucho más fuertes en compresión que en tensión, un hecho del que tomamos ventaja durante el fracturamiento.

**Módulo de corte o cizallamiento.** El módulo de corte es similar al módulo de Young, excepto que se refiere al material estando en cizallamiento (corte) en vez de compresión o tensión. Define cuánta energía se requiere para deformar elásticamente un material en cizallamiento (ver figura 2.4).



**Figura 2.4.- Fuerza F aplicada para producir esfuerzo de corte.**

El esfuerzo de corte,  $\tau$ , está dado por:

$$\tau = \frac{F}{A} \dots \dots \dots (2.12)$$

Donde  $A$  es el área del bloque de materia paralelo a la línea de acción de la fuerza  $F$  (éste es el plano a lo largo del cual es esfuerzo de corte actúa) y es igual a  $a \times b$ .

La deformación de corte  $\gamma$ , está definida como:

$$\gamma = \frac{x}{h} = \tan\theta \dots \dots \dots (2.13)$$

Por lo tanto, el módulo de corte  $G$ , es igual al esfuerzo de corte dividido por la deformación de corte:

$$G = \frac{\tau}{\gamma} = \frac{F h}{A x} \dots \dots \dots (2.14)$$

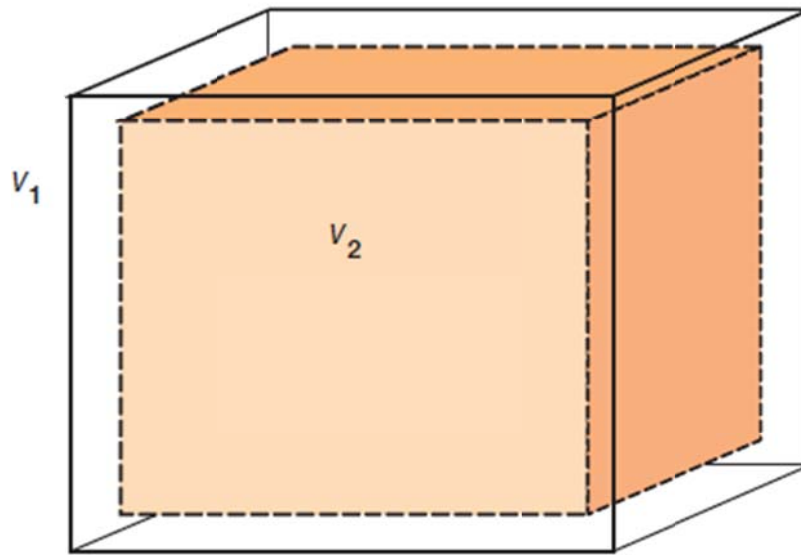
**Módulo de compresibilidad volumétrica.** Conocido como módulo volumétrico o simplemente como módulo de compresibilidad, es otra constante elástica, la cual define cuánta energía es necesaria para deformar un material debido a la aplicación de presión externa. Esta es una forma especial de esfuerzo compresivo, en el cual el esfuerzo compresivo aplicado es igual en todas las direcciones. Imagina un bloque de material, el cual originalmente tiene una presión  $p_1$ , aplicada



sobre el mismo y tiene un volumen  $V_1$ . Esta presión es aumentada a  $p_2$ , lo que causa que el volumen disminuya a  $V_2$ . Como se ilustra en la figura 2.5. El incremento en el esfuerzo de compresión volumétrica es el mismo que el incremento en la presión  $p_2 - p_1$ . La deformación de compresión volumétrica es igual al cambio en el volumen,  $V_2 - V_1$  dividido por el volumen original  $V_1$ . Por lo tanto el módulo de compresión volumétrica  $K$ , está dado por:

$$K = -\frac{(p_2 - p_1)}{(V_2 - V_1)/V_1} = -\frac{V_1(p_2 - p_1)}{(V_2 - V_1)} \quad \text{y... (2.15)}$$

$$K = -V \frac{dp}{dV} \dots\dots\dots (2.16)$$



**Figura 2.5 - Cambios de volumen de  $V_1$  a  $V_2$  conforme la presión se incrementa de  $P_1$  a  $P_2$ .**

El signo de menos es introducido en la ecuación, debido a que el término  $V_2 - V_1$  siempre será del signo opuesto al término  $P_2 - P_1$ . El módulo de compresión volumétrica es por lo tanto una medida de cuánta energía toma para comprimir el material usando presión externa aplicada.

**Relación entre las cuatro constantes elásticas.** Las cuatro constantes principales – módulo de Young, módulo de corte, módulo de compresión volumétrica y el coeficiente de Poisson- están todas relacionadas. Si dos de estas propiedades son conocidas, las otras dos pueden ser deducidas.

$$E = 3K(1 - 2\nu) \dots\dots\dots (2.17)$$

$$K = \frac{E}{3 - 6\nu} \dots\dots\dots (2.18)$$

$$G = \frac{E}{2+2\nu}, \quad \nu \dots \dots \dots (2.19)$$

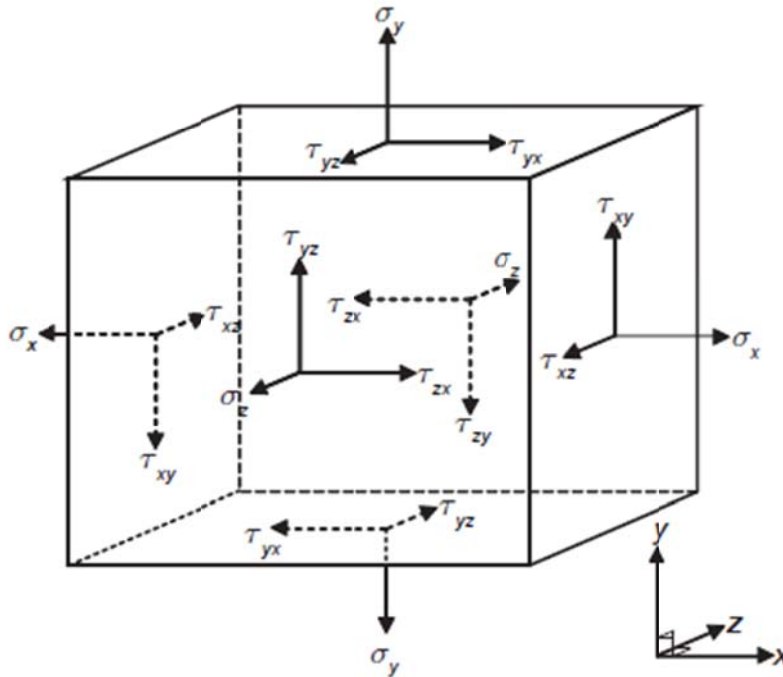
$$\nu = \frac{3K-E}{6K} \dots \dots \dots (2.20)$$

Por lo tanto, si el módulo de Young y el coeficiente de Poisson son conocidos, el módulo de corte y el módulo de compresión volumétrica pueden ser deducidos. Por lo que, los simuladores de fractura sólo requieren introducir E y  $\nu$ .

### **2.9.1.5 Criterio de rompimiento y cedencia.**

Bajo condiciones de carga uniaxial (una-dimensión), la ruptura del material es simple: El material se deforma elásticamente hasta que ocurre un límite elástico, y después se deforma plásticamente hasta que el material se rompe. El punto al cual la deformación cambia de elástica a plástica es referida como punto de cedencia o límite elástico. El máximo esfuerzo que un material puede soportar bajo carga plástica es usualmente llamado resistencia última (tensión o compresión), resistencia final. Para materiales quebradizos tales como la mayoría de las rocas, la deformación plástica bajo la carga uniaxial es casi inexistente. El material, para todos los propósitos prácticos se deformará elásticamente y romperá (por ejemplo, el límite elástico  $\approx$  resistencia última).

Sin embargo, bajo las condiciones de carga triaxial, tales como aquellas experimentadas por formaciones de roca subterráneas, la situación es mucho más compleja. Para empezar los tres esfuerzos mutuamente perpendiculares principales (referidos aquí como  $\sigma_x, \sigma_y, y \sigma_z$ ), inducirán esfuerzos de corte en planos entre las direcciones x,y y z. Esto significa que hay seis esfuerzos de corte principales ( $\tau_{xy}, \tau_{xz}, \tau_{yx}, \tau_{yz}, \tau_{zx}, y \tau_{zy}$ ) y por lo tanto nueve esfuerzos principales (ver figura 2.6). También se debe tomar en cuenta que durante una carga compresiva triaxial, la ruptura ocurre por cizalladura, no por tensión o compresión convencional. Esto significa que bajo una carga triaxial compresiva y si un balance adecuado es mantenido entre los tres esfuerzos principales, el esfuerzo de corte puede ser mantenido debajo del nivel requerido para la ruptura, y el material puede esencialmente soportar esfuerzo infinito. Tal situación ocurre cuando un bloque sólido de material está sujeto a presión hidrostática. Finalmente, debe ser reconocido que bajo carga triaxial compresiva, incluso los materiales considerados “quebradizos” (como la mayoría de las rocas) pueden mostrar deformación plástica sustancial antes de la ruptura.



**Figura 2.6 - Estado general del esfuerzo (después de Budynas, 1999).**

El estado tridimensional del esfuerzo a cualquier punto dado es descrito por la siguiente matriz:

$$[\sigma] = \begin{bmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{zx} \\ \tau_{xy} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{yz} & \sigma_z \end{bmatrix} \dots\dots\dots(2.21)$$

Usando técnicas de transformación estándar tridimensional (ver Budynas, 1999 para ejemplos). Estos esfuerzos pueden resolverse a un sistema coordenado como:

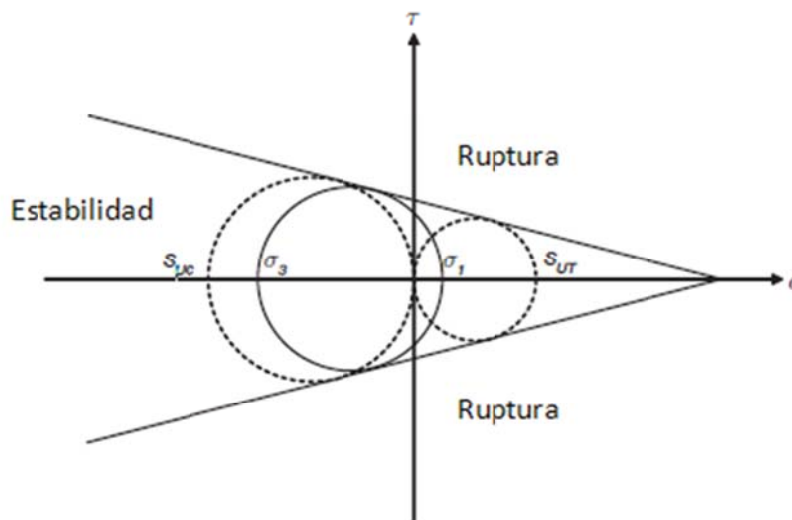
$$[\sigma] = \begin{bmatrix} \sigma_x & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_y & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_z \end{bmatrix} \dots\dots\dots(2.22)$$

Estos son los tres esfuerzos principales,  $\sigma_1$ ,  $\sigma_2$ , y  $\sigma_3$ , definidos tales que  $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$  (nótese que la tensión es positiva y la compresión es negativa, así una carga pequeña de tensión es mayor que una carga grande de compresión). Para poner esto de otra forma, la dirección de estos tres principales esfuerzos ha sido definida de tal manera que están en una dirección que no produce esfuerzos de corte perpendiculares. En todas las otras direcciones, el esfuerzo de corte existirá.

**Criterio de ruptura triaxial.** Varios métodos han sido desarrollados para decidir cuándo un material fallará bajo carga triaxial. Los principales usados hoy en día son Tresca (máximo esfuerzo de corte), von Mises (máxima energía de distorsión) y Mohr-Coulomb. Ambos Tresca y von Mises se aplican a materiales dúctiles. El criterio de ruptura Mohr-Coulomb, que es más aplicable a materiales quebradizos, será discutido en más detalle a continuación.

**Criterio de ruptura Mohr-Coulomb.** Este criterio de ruptura, como se ilustra en la figura 2.7, se basa en el uso de dos factores clave que pueden usualmente ser obtenidos de manera empírica:  $s_{UC}$  (resistencia última bajo compresión uniaxial) y  $s_{UT}$  (resistencia última bajo tensión uniaxial). Para rocas, como para la mayoría de los materiales quebradizos,  $s_{UC}$  es usualmente muchas veces mayor que  $s_{UT}$ .

La figura 2.7 parece compleja pero puede ser explicada fácilmente. Para construir este diagrama, primero hay que graficar dos círculos de Mohr basados en los valores de  $s_{UT}$  y  $s_{UC}$ . Estos son los dos círculos punteados en la figura 2.7. Después hay que dibujar tangentes a estas líneas como se ilustra; estas son las líneas de ruptura. Finalmente, construir el círculo de Mohr basado en la magnitud y diferencia entre  $\sigma_1$  y  $\sigma_3$ , como es ilustrado por el círculo sólido (no punteado) en la figura 2.7, recordando que  $\sigma_1 > \sigma_3$ . Si el círculo sólido es lo suficientemente pequeño para permanecer dentro de las tangentes, entonces el material no se romperá. Sin embargo, si la diferencia y magnitud de  $\sigma_1$  y  $\sigma_3$  son tales que el círculo sólido sale de las tangentes y en la región marcada como “ruptura” en la figura 2.7, entonces el material se romperá. En la figura 2.7 los esfuerzos son tales que el material está justo en el punto de ruptura, con el principio del esfuerzo del círculo de Mohr cayendo justo en las tangentes.



**Figura 2.7 - Criterio de ruptura Mohr-Coulomb para materiales quebradizos**

### **2.9.2 Esfuerzo in-situ y orientación de la fractura.**

Los esfuerzos in-situ son los esfuerzos dentro de la formación, que actúan como una carga (usualmente compresiva) en la formación. Vienen principalmente de sobrecarga, y estos esfuerzos son relativamente fáciles de predecir. Los factores tales como la tectónica, el vulcanismo y el flujo plástico en formaciones adyacentes, pueden afectar significativamente los esfuerzos in-situ. Estos factores son mucho más difíciles de predecir. Además, el acto de crear una anomalía localizada – tal como un pozo petrolero- puede afectar significativamente los esfuerzos en un área específica.

**2.9.2.1 Esfuerzo de sobrecarga.**

Los esfuerzos debidos a la sobrecarga (también llamados esfuerzos verticales) son simplemente la suma de todas las presiones inducidas por todas las diferentes capas de roca. Por lo tanto, si no ha habido influencias externas –tal como tectónica- y las rocas se están comportando de forma elástica, los esfuerzos verticales  $\sigma_v$ , a cualquier profundidad dada H, están dados por:

$$\sigma_v = \sum_0^H \rho_n g h_n \dots\dots\dots(2.23)$$

Donde  $\rho_n$  es la densidad de la roca de la capa n, g es la aceleración debida a la gravedad y  $h_n$ , es la altura vertical de la zona n, entonces  $h_1 + h_2 + \dots + h_n = H$ .

Esto es a menudo expresado de forma más simple en términos de un gradiente de sobrecarga  $g_{ob}$ :

$$\sigma_v = g_{ob} H \dots\dots\dots(2.24)$$

**2.9.2.2 Esfuerzos horizontales.**

Existe un régimen complejo de tres dimensiones en la mayoría de las formaciones subterráneas. Para simplificar las cosas, los esfuerzos son usualmente resueltos en tres componentes de esfuerzo mutuamente perpendiculares: el esfuerzo vertical  $\sigma_v$ , y dos esfuerzos horizontales,  $\sigma_{v,min}$  y  $\sigma_{v,max}$ .

Adicionalmente, como los esfuerzos son tridimensionales, también lo son las tensiones. La relación elástica entre estos esfuerzos y tensiones en tres direcciones mutuamente perpendiculares “x”, “y” y “z”, están gobernados por la ley de Hooke. Para el caso de deformación elástica sin influencia externa (como tectónica) en una formación homogénea e isotrópica, hay dos cosas importantes a recalcar. Primero,  $\sigma_{v,min} = \sigma_{v,max}$  porque la tensión será simétrica en el plano horizontal. Segundo, como cada unidad individual de roca está empujando a otra unidad idéntica de roca con la misma fuerza horizontal,  $\epsilon_{h,min} = \epsilon_{h,max} = 0$  (por ejemplo; no hay deformación en el plano horizontal).

Por lo tanto, de la ley de Hooke, sustituyendo  $\epsilon_x = \epsilon_h = 0$ ,  $\sigma_x = \sigma_y = \sigma_h$  y  $\sigma_z = \sigma_v$ , entonces:

$$\sigma_h = \sigma_v \frac{\nu}{1-\nu} \dots\dots\dots(2.25)$$

La ecuación 2.25 indica que la relación de Poisson puede tener una influencia considerable en los esfuerzos in-situ horizontales. Adicionalmente, dado que  $\nu < 0.5$  y que es usual en la región de 0.25 para rocas, la ecuación 2.25 también nos muestra que a menos de que haya alguna influencia externa extrema, los esfuerzos horizontales siempre serán menores que los verticales. Esto tiene implicaciones para la orientación de las fracturas.

**2.9.2.3 El efecto de presión de poro y gradiente de fractura.**

Después del trabajo de Biot (1956) el esfuerzo vertical (Ecuación 2.24) es usualmente modificado para tomar en cuenta los efectos de presión de poro (o yacimiento), tal que:

$$\sigma_v = g_{ob} H - \alpha p_r \dots\dots\dots(2.26)$$

Donde  $g_{ob}$ , es el gradiente de presión de sobrecarga (usualmente entre 1.4 y 1.1 psi/ft) y  $\alpha$ , es la constante de Biot poro-elástica, la cual es la medida de qué tan efectivamente el fluido transmite la presión de poro a los granos de roca.  $\alpha$  depende de variables tales como la uniformidad y esfericidad de los granos de roca. Por definición  $\alpha$  está siempre entre 0 y 1, usualmente se asume que está entre 0.7 y 1.0 para yacimientos de petróleo. Podemos ver de la ecuación 2.26 que el esfuerzo vertical es reducido por la acción de la presión del yacimiento, como si los fluidos del yacimiento levantaran parcialmente la sobrecarga. Este valor es a menudo referido como el esfuerzo efectivo. También se debe notar que conforme la presión de yacimiento declina (por ejemplo durante el agotamiento), el esfuerzo efectivo vertical puede incrementar.

El esfuerzo horizontal es a menudo modificado para tomar en cuenta los efectos de presión de poro. Como resultado del trabajo de Handin y col., 1963 (basado en investigaciones previas por van Terzaghi, 1963 y de Biot, 1956); la ecuación 2.25 es generalmente modificada para tomar en cuenta los efectos de presión de poro:

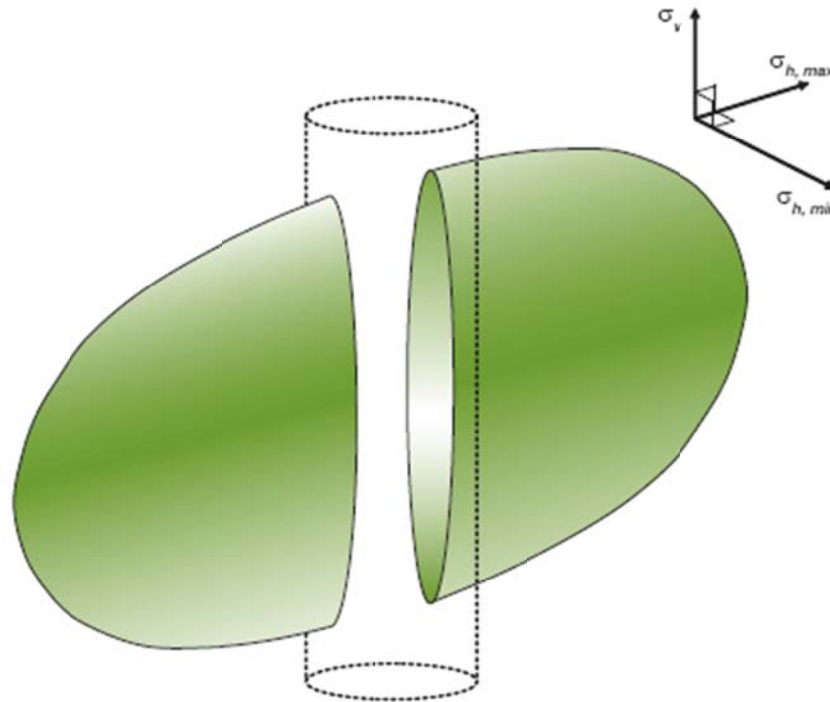
$$\sigma_h = (\sigma_v - \alpha p_r) \frac{v}{1-v} + \alpha p_r. \dots\dots\dots(2.27)$$

Bajo la mayoría de las circunstancias,  $\sigma_h$  decrementará conforme la presión de poro decline.

**Gradiente de fractura.** La ecuación 2.27 da la magnitud de los esfuerzos horizontales en la formación, siempre que los dos esfuerzos horizontales sean iguales y que la formación sea uniforme. Para determinar el esfuerzo con el que la formación se fracturará, es a menudo necesario agregar una componente ( $\sigma_T$ ) para tomar en cuenta la fuerza de tensión de la roca (a menudo mínima debido a los efectos de fractura deleznales) y los efectos tectónicos, etc. El gradiente de fractura  $g_\rho$ , por lo tanto se convierte en:

$$g_\rho = \left(\frac{1}{H}\right) \left(\frac{v(\sigma_v - 2\alpha p_r)}{1-v} + \alpha p_r + \sigma_T\right) \dots\dots(2.28)$$

Las fracturas siempre se propagarán a lo largo de la trayectoria de menos resistencia. En un régimen de esfuerzos tridimensionales, una fractura se propagará evitando la mayor tensión y creará el ancho en la dirección que requiera la menor fuerza. Esto significa que una fractura se propagará paralelamente al principal y mayor esfuerzo, y perpendicular al plano del esfuerzo menor principal. Esto es un principio fundamental, por lo tanto, la llave de entender la orientación de la fractura es entender el régimen de esfuerzo.



**Figura 2.8 - Propagación de la fractura perpendicular al esfuerzo horizontal mínimo.**

La propagación perpendicular al principal esfuerzo mínimo (usualmente  $\sigma_{h,min}$ ) significa que casi siempre se propagará en un plano vertical (ver figura 2.8). Pero hay algunas excepciones.

## **2.10 Características reológicas del fluido**

### **2.10.1 Viscosidad**

La viscosidad es una medida de cuánto se resiste un fluido a la deformación como resultado de una fuerza o presión aplicada. Es una medida de qué tan grueso es el fluido. La viscosidad es raramente un valor constante, ya que puede cambiar dramáticamente con la temperatura, esfuerzo de corte aplicado y composición del fluido. La viscosidad está definida como la relación entre el esfuerzo y la velocidad de corte.

#### **2.10.1.1 Velocidad, esfuerzo de corte y viscosidad**

**Velocidad de corte  $\gamma$ .** En mecánica de fluidos, la velocidad de corte es una medida de qué tan rápido un fluido está fluyendo en una superficie fija. Se puede pensar en la velocidad de corte como una medida de cuánta agitación está recibiendo el fluido.

Causas de la velocidad de corte:

- Bomba centrífuga giratoria
- Flujo a través de la tubería
- Prueba de viscosímetro modelo 35
- Mezclador Jet
- Agitación del Tanque

**Esfuerzo de Corte,  $\tau$ .** Resistencia que produce un fluido a una velocidad de corte aplicado. Por ejemplo, requiere más fuerza (o presión) para bombear agua a 20 bpm que a 10 bpm.

**Viscosidad,  $\mu$ .** La propiedad del fluido que define cuanto esfuerzo de corte es producido por una velocidad de corte, es llamada viscosidad. Entre más grande sea la viscosidad, mayor la resistencia de un fluido a la agitación de corte.

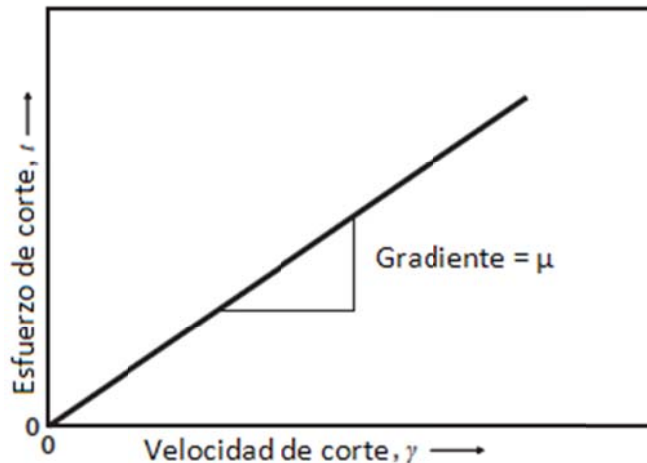
**2.10.1.2 Medición de la viscosidad.**

El método estándar para la medición de la viscosidad de un fluido es agitarlo a una velocidad de corte conocida y después ver cuánta fuerza es producida en una superficie fija, colocada cerca de la fuente de agitación, con una pequeña capa del fluido de prueba entre ellas. Para un gasto fijo de corte, entre mayor sea la fuerza de una superficie fija, mayor será la viscosidad del fluido.

**2.10.2 Comportamiento del fluido**

**2.10.2.1 Fluidos Newtonianos**

La ley de Newton de los fluidos establece que hay una relación linear entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte, como se ilustra en la figura 2.9. El gradiente de esta línea recta es la viscosidad:



**Figura 2.9 - Relación entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte para un fluido newtoniano.**

$$\mu = \frac{\tau}{\gamma} \dots \dots \dots (2.29)$$

Para unidades de campo, con  $\mu$  en cp,  $\tau$  en  $lb/ft^2$  y  $\gamma$  en  $sec^{-1}$ , la ecuación 2.29 queda expresada:

$$\mu = 47,479 \frac{\tau}{\gamma} \dots \dots \dots (2.30)$$

Newton fue el primero en darse cuenta de la relación en los fluidos entre la fuerza aplicada y la resistencia a esa fuerza. Sus experimentos fueron llevados a cabo en fluidos simples tales como agua y salmuera, y no en fluidos más complejos, como esos usados en las actividades de

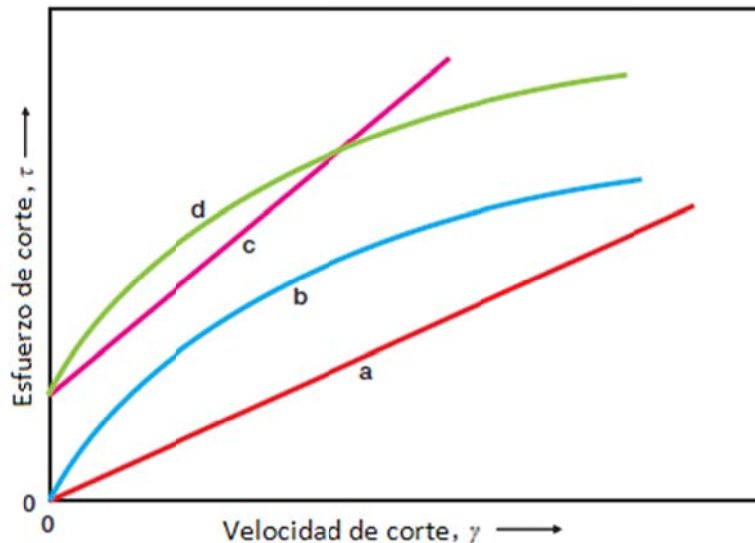


estimulación. Un fluido que muestra una relación lineal entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte es referido como *Newtoniano*. Sin embargo, existe una gran variedad de fluidos que no muestran este comportamiento y son referidos como *no-Newtonianos*.

Ejemplos de fluidos Newtonianos incluyen agua dulce, agua de mar, la mayoría de las salmueras, ácidos no gelificados, diesel, alcohol y gases (a una temperatura y densidad constantes).

### **2.10.2.2 Fluidos no-Newtonianos**

Los fluidos no Newtonianos no muestran una relación lineal entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte, excepto en situaciones muy especializadas. Estos pueden ser divididos en tres tipos básicos como se muestra en la figura 2.10:



**Figura 2.10 - La relación entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte para a) Un fluido Newtoniano; b) Fluido de ley de potencias (adelgazamiento de corte); c) Fluido plástico de Bingham y d) Fluido Herschel-Buckley.**

#### **2.10.2.2.1 Fluido plástico de Bingham**

Este tipo de fluidos requieren que un esfuerzo de corte inicial sea introducido antes de que se deformen. Dicho de otra forma, tienen un punto de cedencia o esfuerzo de gel(\*) que se debe romper antes de que el fluido se pueda mover (aunque algunos fluidos tienen un esfuerzo de gel y eso no tiene nada que ver con cedencia).

(\*)Esfuerzo de gel: Esfuerzo que se aplica para romper el gel. Las etapas del gel son las siguientes:

-Gel lineal: Bombeable (con éste se crea la fractura)

-Gel activado: Con alta viscosidad, tiene mayores propiedades de suspensión de partículas, con éste se crea la fractura y se transporta el apuntalante.

Después se tiene que romper el gel (alcanzar su punto de cedencia o "gel strength") para bombearlo de regreso. Existen aditivos activadores (para lograr la activación del gel) y retardadores para activar el gel a mayor temperatura.

Este tipo de fluidos son no-Newtonianos, aunque éste usualmente tiene una viscosidad constante una vez que el esfuerzo de gel inicial ha sido sobrepasada:

$$\tau = \tau_{yp} + \mu_p \gamma \dots \dots \dots (2.31)$$

Donde  $\tau_{yp}$  es el punto de cedencia y tiene unidades de campo de  $lbf/100ft^2$  (nótese que en mediciones de laboratorio,  $\tau_{yp}$  tiene las unidades  $lbf/ft^2$ , así que el valor tiene que ser convertido antes de ser usado), y  $\mu_p$  es la viscosidad plástica en cp.

**2.10.2.2.2 Fluido de ley de potencias**

El siguiente grupo de fluidos son generalmente referidos como fluidos de ley de potencias, aunque otros nombres han sido usados para describirlos. En general, no hay relación lineal entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte, por lo que la viscosidad aparente (la viscosidad que el fluido parece tener, a una velocidad de corte específica) cambia con la velocidad de corte. La ecuación que sigue describe el comportamiento del fluido de la ley de potencia:

$$\tau = K' \gamma^{n'} \dots \dots \dots (2.32)$$

Para poder encontrar  $K'$  (el índice de consistencia de ley de potencias) y  $n'$  (el exponente de ley de potencias). Las lecturas del viscosímetro son tomadas a una variedad de diferentes velocidades de corte. La velocidad de corte es graficada contra la gráfica de esfuerzo de corte. Así que  $K'$  es la intersección del eje  $\log \tau$  y  $n'$  es el gradiente.  $K'$  tiene las unidades de  $lbf \cdot sec^{n'} / ft^2$ , para poder ser consistente, mientras  $n'$  es adimensional.

Los fluidos de ley de potencias pueden ser divididos en tres grandes categorías:

**Fluidos de adelgazamiento por corte.** En estos fluidos,  $n'$  es menos que 1, así los fluidos experimentan un decremento en la viscosidad aparente conforme la velocidad de corte aumenta. La mayoría de los fluidos usados para fracturamiento caen dentro de esta categoría.

**Fluidos Newtonianos.** Los fluidos Newtonianos son un caso especial de los fluidos de ley de potencias en los cuales  $n'$  es igual a 1, por ejemplo, la viscosidad es constante e igual a  $K'$ .

**Fluidos de engrosamiento por corte.** Estos fluidos tienen un  $n'$  mayor a 1, así que muestran un incremento en la viscosidad aparente conforme la velocidad de corte se incrementa. Ejemplos extremos de estos fluidos se pueden comportar como si fueran sólidos cuando son expuestos incluso a fuerzas de corte moderadas.

**2.10.2.2.3 Fluidos Herschel-Buckley**

Otro ejemplo de un fluido de ley de potencias es el fluido Herschel-Buckley, éste a menudo es usado para moderar el comportamiento de flujo de las espumas:

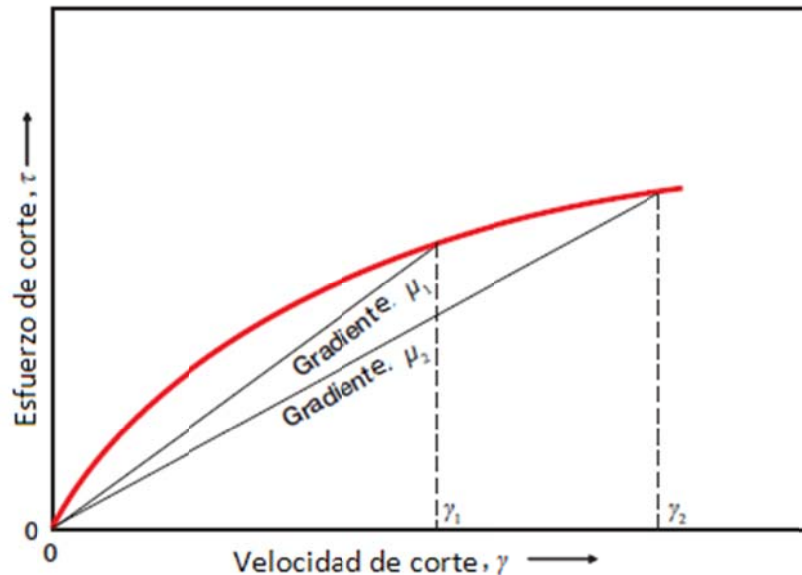
$$\tau = \tau'_o + K'' \gamma^{n''} \dots \dots \dots (2.33)$$

Donde  $\tau'_o$  es el umbral de esfuerzo de corte,  $K''$  es el índice de consistencia Herschel-Buckley y  $n''$  el exponente Herschel-Buckley.

Los fluidos Herschel-Buckley son básicamente una combinación de fluidos plásticos de Bingham y los fluidos de la ley de potencia. Un umbral inicial de esfuerzo de corte tiene que ser sobrepasado antes de que el fluido fluya. Una vez que esto ha ocurrido, la viscosidad no es constante y variará de acuerdo a la velocidad de corte.

### **2.10.2.3 Viscosidad aparente**

La viscosidad aparente de un fluido es la viscosidad del fluido a una velocidad de corte específica. Para un fluido Newtoniano, la viscosidad aparente es la misma que la viscosidad actual. Para todos los otros fluidos, la viscosidad aparente es la pendiente de una línea sobre una curva de velocidad de corte vs esfuerzo de corte, como se muestra en la figura 2.11.



**Figura 2.11 - Cambio en la viscosidad aparente para un fluido de ley de potencias a dos gastos de corte.**

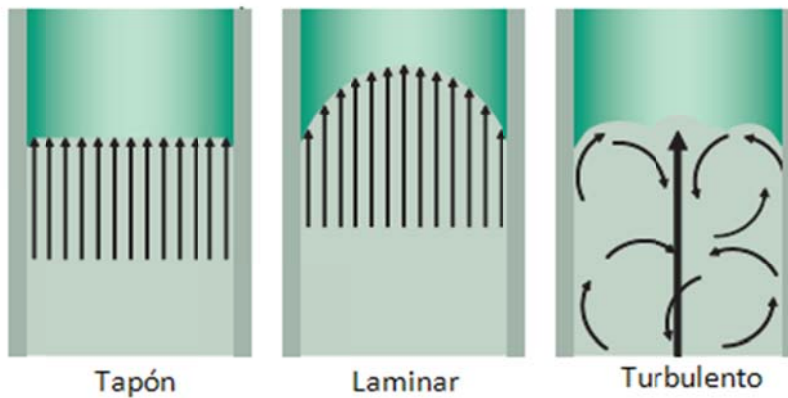
Como se puede ver en la figura 2.11, para un fluido de ley de potencias de adelgazamiento por corte, la viscosidad aparente del fluido (la pendiente de las dos líneas) decrece conforme la velocidad de corte se incrementa. Conforme la velocidad de corte  $\gamma_1$ , la pendiente de la línea 1,  $\mu_1$ , (y por lo tanto la viscosidad aparente) es mayor que la pendiente de la línea 2 a una velocidad de corte mucho mayor  $\gamma_2$ . Por lo tanto, se dice que el fluido es de adelgazamiento por corte.

En la práctica, es la viscosidad aparente la que usualmente es medida. El modelo 35 de viscosímetro está establecido tal que a 300 rpm (con un rotor R1, un bob B1 y un factor de resorte =1), el aparato lee la viscosidad aparente directamente sin cálculos adicionales requeridos.

### **2.10.3 Regímenes de flujo**

#### **2.10.3.1 Flujo tapón, laminar y turbulento**

La figura 2.12 ilustra los tres diferentes regímenes de flujo que un fluido puede presentar, con flujo tapón siendo a la velocidad de fluido más baja y turbulento siendo a la más alta.



**Figura 2.12 - Los tres regímenes de flujo**

**Flujo tapón.** Conforme el gasto de flujo se incrementa, el fluido fluye con un perfil de velocidad casi uniforme. El fluido se mueve con un frente uniforme a través de casi toda el área de flujo.

**Flujo laminar.** Conforme el gasto de flujo se incrementa, el perfil de la velocidad comienza a cambiar. El fluido cercano a las paredes de la tubería (o ducto, o fractura) fluye más lentamente, mientras el fluido en el centro de la tubería fluye más rápido. La velocidad del fluido es una función de la distancia de la pared de la tubería. Este también es conocido como "flujo en línea"

**Flujo turbulento.** Conforme el gasto de flujo se incrementa, el contraste en velocidad a través del área de flujo se hace inestable, y el fluido se transforma en flujo turbulento. Esto está caracterizado por una serie de torbellinos pequeños-en-escala y remolinos, moviéndose en la misma dirección general.

La presión de fricción producida por el flujo de fluido es altamente dependiente del régimen de flujo. Por lo tanto, es importante ser capaz de determinar el régimen de flujo.

**2.10.3.2 Número de Reynolds**

El régimen de flujo es encontrado usando el número de Reynolds ( $N_{Re}$ ), como sigue:

- $N_{Re} < 100$  Flujo tapón
- $100 < N_{Re} < 2000$  Flujo Laminar
- $N_{Re} > 2000$  Flujo turbulento

El número de Reynolds para flujo en tubería puede ser encontrado de:

$$N_{Re} = \frac{\rho dv}{\mu} \dots\dots\dots(2.34)$$

donde  $\rho$  es la densidad del fluido,  $d$  es el diámetro interior de la tubería,  $v$  es la velocidad del "volumen" de fluido a lo largo de la tubería y  $\mu$  la viscosidad.

La ecuación 2.34 es para unidades en el sistema SI y la siguiente es para unidades de campo:

$$N_{Re} = 132,624 \frac{\gamma_{fluid} q}{d \mu} \dots \dots \dots (2.35)$$

donde  $\gamma_{fluid}$  es la gravedad específica del fluido, q es el gasto en bpm, d es el diámetro interno de la tubería en pulgadas y  $\mu$  es la viscosidad en cp.

Obviamente estas dos últimas ecuaciones sólo se aplican a fluidos Newtonianos, por ejemplo, fluidos con viscosidad constante. Como ya se ha mencionado, en ingeniería de fracturamiento raramente se trata sólo con fluidos Newtonianos, así que a continuación está la ecuación anterior convertida para fluidos de ley de potencias:

$$N_{Re} = 15.49 \frac{\gamma_{fluid} v^{2-n'}}{K' (96/d)^{n'}} \dots \dots \dots (2.36)$$

Donde v es la velocidad en ft/seg. Para hacer las cosas más fáciles v puede ser fácilmente encontrado del gasto, q:

$$v = 17.157 \frac{q}{d^2} \dots \dots \dots (2.37)$$

con q en bpm y d en pulgadas.

#### **2.10.4 Fricción de fluido.**

Uno de los objetivos finales de mecánica de fluidos – tanto como le concierne a la ingeniería de fracturamiento – es ser capaz de predecir la presión de fricción ( $p_{pipe\ friction}$ ) de los fluidos que están siendo bombeados. Esto a menudo es muy difícil debido a que la composición y temperatura del fluido está cambiando constantemente conforme progresa el tratamiento. Además, flujos de dos-fases (líquido y apuntalante) e incluso de tres-fases (líquido, apuntalante y gas) son comunes. Predecir la presión de fricción del fluido es, por lo tanto, un proceso poco fiable; realmente no hay sustituto para la confiable información de presión de fondo. Fallando eso, la siguiente mejor opción es usar las tablas de presión de fricción, usando la información generada por el bombeo del fluido alrededor de las turbulencias de flujo o vórtices de Taylor (por lo tanto la información está basada en una situación similar al proceso de tratamiento). La mayoría de los simuladores de fracturas modernos incorporan información de estas pruebas en sus modelos de fluidos, así la presión de fricción predicha por éstos también son razonablemente fiables (aunque no perfecta, ya que la temperatura del pozo está cambiando continuamente) al menos que haya apuntalante en el fluido.

Cuando los tres métodos mencionados anteriormente no son posibles, la presión de fricción podría ser calculada de la información del fluido, usando uno de varios métodos disponibles.

##### **2.10.4.1 La influencia del régimen de flujo.**

El régimen de flujo tiene una gran influencia en la presión de fricción debido a que los mecanismos que crean la pérdida de energía varían significativamente de forma masiva. En los flujos tapón y turbulento la pérdida principal de energía es debido a los efectos de fricción entre el fluido y la

pared del canal de flujo (usualmente una tubería, pero también un ducto o una fractura). Ésta es aproximadamente proporcional a la velocidad del fluido.

Sin embargo, para flujo turbulento, la situación es mucho más compleja. Las fuerzas internas e inerciales de viscosidad se vuelven mucho más significantes, y la pérdida de energía se incrementa mucho más rápido que la velocidad del fluido. Es por lo tanto importante conocer el tipo de régimen de flujo que está experimentando el fluido ya que diferentes métodos son utilizados para calcular la fricción.

**Efecto del apuntalante en la fricción del fluido.** La concentración de apuntalante tiene un efecto significativo en la presión de fricción de los fluidos. Generalmente, incrementar la concentración de apuntalante incrementará la presión de fricción. Shah y Lee (1986) desarrollaron la siguiente correlación, basada en el efecto de la correlación de la variación del apuntalante y el tamaño de la pipa, para fluidos fracturantes HPG borato.

$$\Delta p_{friction} = (\mu_r)^m (\rho_r)^{1-m} \dots \dots \dots (2.38)$$

Donde  $\Delta p_{friction}$  es la proporción de la fricción de fluidos con y sin sólidos,  $\mu$ , es la proporción de las viscosidades aparentes de la lechada al fluido limpio. El exponente  $m$ , es el gradiente de la pendiente log-log de fricción graficada contra el número de Reynolds, usualmente 0.2 es usado.

**CAPITULO III: FRACTURAMIENTO A LA FORMACIÓN CON  $CO_2$  Y  $N_2$ .****3.1 Antecedentes históricos del uso de los gases en el fracturamiento y en la estimulación.****3.1.1 Introducción.**

Históricamente, los fluidos para estimulación por fracturamiento hidráulico han sido base agua o hidrocarburos, en la estimulación con ácido, éstos han sido realizados con ácido clorhídrico. Los fluidos de estimulación se han vuelto cada vez más complejos conforme se ha ido desarrollando la tecnología de fluidos. La búsqueda del fluido de estimulación ideal es un proceso en marcha. Un fluido ideal debería incorporar todas las características requeridas de varios fluidos de estimulación en uno solo. Algunas de las características deseables se muestran en la siguiente tabla:

Propiedades deseables de un fluido fracturante.	Espuma como fluido fracturante.
1. Baja pérdida de fluido.	✓
2. Alta viscosidad efectiva.	✓
3. Bajas pérdidas de presión por fricción.	✓
4. Estabilidad en la temperatura.	X
5. Solvencia cortante.	X
6. Bajos efectos de daño a la formación.	✓
7. Baja depositación de residuos.	✓
8. Buenas características de viscosidad de corte post-tratamiento.	✓
9. Buen comportamiento post-tratamiento que facilite la limpieza y flujo de regreso.	✓
10. Bajo costo.	✓
11. Que no requiera activación después de un trabajo de estimulación/ Bajo costo en tiempo de operación.	✓

**Tabla 3.1 - Muestra a la espuma como fluido fracturante deseable ya que cumple con la mayoría de los criterios de un buen fluido fracturante.**

El uso de gases arrastrados dentro del fluido de estimulación espumoso, activa muchas de estas características deseables, mostradas en la tabla. Durante los 50's, se usaron los gases de hidrocarburos para mejorar la limpieza del pozo después de inyección de ácidos en la matriz. Subsecuentemente, el  $N_2$  y después el  $CO_2$  fueron introducidos como energizantes para la estimulación de pozos. Actualmente, el  $N_2$  y el  $CO_2$  están siendo usados exclusivamente, porque otros gases fácilmente disponibles como el aire y gases de hidrocarburos ponen en peligro potencial a personas y a equipo durante el tratamiento de estimulación.

Grundman y Lord, reportaron que el primer uso de espuma como fluido estimulante fue en 1968. Los fluidos para estimulación con espuma, se extendieron a inicios de 1970, como resultado de la investigación de Mitchell, Blauer y otros. Inicialmente, las espumas fueron consideradas por último como el fluido de fracturamiento a utilizar. Se pensó que tenían todas las propiedades deseadas de un fluido de estimulación en común a la introducción de nuevos fluidos estimulantes. Como el uso de las espumas se incrementó durante la década de 1970, las siguientes ventajas se volvieron evidentes:

1. Excepcional flujo de regreso y limpieza.
2. Volumen de líquido reducido.
3. Buena capacidad para llevar apuntalante.

Otras características altamente consideradas de los fluidos de estimulación, como baja pérdida de fluido y alta viscosidad, no eran pensadas como excepcionales, en un inicio.

Tal vez la ventaja más reconocida en la industria petrolera en el uso de espumas como fluido estimulante, es su habilidad para limpiar la carga de líquido usada para realizar la fractura. Al finalizar el tratamiento de fractura, después de que se ha roto el fluido fracturante, idealmente el fluido de fracturamiento debería ser removido del pozo por completo. Este paso asegura que polímeros residuales, finos, o geles no rotos dificulten la conductividad de la fractura. También es importante una limpieza rápida para poner el pozo de vuelta a producir. La limpieza de la fractura, es complementada haciendo fluir el fluido de vuelta, desde la formación hasta la superficie. Conforme se libera la presión de superficie, el gas dentro de la espuma se expande, la estabilidad de la espuma es disminuida, y la interface gas-líquido se debilita. Una mayor liberación de presión en la superficie causará una expansión considerable del gas. Conforme el volumen del gas sea mayor en comparación al volumen de líquido, la espuma no fluirá de regreso a la superficie como niebla.

A lo largo de la década de 1970, los fluidos espumosos fueron considerados como ser el método más aceptable para tratar pozos poco profundos, de baja presión, esto debido al volumen de líquido reducido y las excelentes capacidades de flujo de regreso. Mayores desarrollos como los fluorocarbonos, hicieron posible espumar fluidos basados en hidrocarburos. Así se logró la disponibilidad de los fracturamientos en yacimientos tanto de gas como de aceite, de cualquier forma, fue más común la estimulación en pozos de gas. Los avances en gelificación y química de corte del gel, desarrollos en concentradores mecánicos y mejores procesos de mezclado; permitieron la existencia de tratamientos de fracturamiento de alto gasto.

El sistema de  $CO_2$  líquido ha sido bombeado como fluido fracturante en América del Norte desde principios de 1980 y el sistema de  $CO_2/N_2$  líquido desde 1994. Los fluidos han sido utilizados en alrededor de 1000 pozos, en una variedad de formaciones y pozos de permeabilidades desde 0.1 mD a 10 D, profundidades que exceden los 3000 metros y temperaturas de fondo desde 10 °C a 100 °C. El proceso sugerido para la colocación del apuntalante con estos fluidos de baja viscosidad y no-dañinos será descrito, esto incluye los efectos de densidad y turbulencia, las consideraciones



para el diseño del modelo para el diseño de trabajos de fracturamiento con estos fluidos también son resumidas.

Los requerimientos de fluidos de fracturamiento convencionales incluyen, consideraciones de viscosidad para el transporte del apuntalante y el rompimiento de los fluidos de alta viscosidad, para las consideraciones de recuperación de fluidos y permeabilidad conservada; daño a la formación, construcción de enjarre y la física de la fractura son afectadas por los parámetros de *leakoff*(\*) del fluido fracturante.

Varios artículos han descrito la naturaleza única del  $CO_2$  líquido como fluido fracturante. Sin la presencia de ningún otro fluido de transporte, gel u otros químicos, el apuntalante es colocado en la formación sin causar ningún tipo de daño. El uso de sustancias amigables con el yacimiento como el  $CO_2$  líquido ofrece ventajas únicas a través de la eliminación de la retención de fluidos capilares y el hinchamiento de arcillas.

Sin embargo, el  $CO_2$  líquido no es el fluido fracturante obvio debido a su baja viscosidad. Desde 1981 (patentado en 1982) más de 1200 tratamientos de fracturamientos han sido completados usando este fluido de baja viscosidad. Para entender el éxito del fracturamiento con  $CO_2$  líquido, es importante entender la física y la química del proceso las cuales son descritas en este capítulo. La discusión de las teorías, operaciones y las aplicaciones históricas son descritas también.

### **3.1.2 La utilidad del $CO_2$ como un componente energizante para fluidos fracturantes.**

Conforme los fluidos de fracturamiento carbonatados ganaron popularidad, los investigadores empezaron a estudiar las propiedades de estos fluidos para mejorar los diseños de los tratamientos. Una investigación nueva para caracterizar los fluidos base  $CO_2$ , fue conducida por Niel y cols. quienes reportaron lo siguiente:

1. Los aditivos espumosos con  $CO_2$  dan mejor capacidad de recuperación que los que contienen  $N_2$ .
2. No se produjeron efectos corrosivos medibles por fluidos que contienen  $CO_2$ .
3. El  $CO_2$  amortigua el pH de sistemas acuosos de 3.5, lo que ayuda a controlar el hinchamiento de arcillas.
4. Fluidos que contienen  $CO_2$  exhiben mejores características de *leakoff*.

(\*)*Leakoff*: Es la magnitud de la presión ejercida en una formación, que causa al fluido ser forzado a penetrar la formación. El fluido tal vez fluya dentro de los espacios porosos de la roca o dentro de las fracturas abiertas y propagadas dentro de la formación por la presión de fluido. Este término está normalmente asociado a pruebas para determinar la resistencia de la roca, comúnmente llamadas prueba de integridad de presión (*Pressure Integrity Test*, P.I.T.) o una prueba de *leakoff* (*Leakoff Test*, L.O.T.). Durante la prueba, se grafica en tiempo real el fluido inyectado contra la presión de fluido. La porción inicial estable de esta gráfica, es para la mayoría de las paredes de pozos, una línea recta, dentro de los límites de las mediciones. El *leakoff* es el punto de inflexión de esta porción de línea recta, hacia un decremento permanente.

Muchos equipos de investigación han estudiado las propiedades de fluidos espumosos. Un trabajo reciente de David y Marsden propuso un modelo reológico parcial para espumas. La configuración del laboratorio requerida para la evaluación de las propiedades dinámicas del fluido para espumas fue discutida por Wendorff y Earl. Reidenbach y cols. Comparó las actuales propiedades de

espumas base  $N_2$  y  $CO_2$  y concluyó que estos fluidos exhiben una reología laminar muy similar. También, Harris demostró que los fluidos base  $N_2$  y  $CO_2$  exhiben propiedades dinámicas de pérdida de fluidos similares que pueden ser mejoradas con la adición de polímeros para la fase acuosa.

Para predecir la presión de superficie del tratamiento de forma precisa, Blauer y cols. estudiaron las pérdidas de presión por fricción de espumas en regímenes laminar, turbulento y transicional dentro de la tubería. Su investigación reveló que la espuma se comporta como un fluido pseudoplástico de una sola fase cuya viscosidad efectiva debe ser usada para calcular perdidas de presión por el flujo de la espuma. La pérdida de presión para cualquier espuma debe ser determinada como se hace con un fluido convencional de una sola fase, con el número de Reynolds y un diagrama de Moody.

El uso del  $CO_2$  en tratamientos de estimulación por fracturamiento tiene muchos beneficios. El  $CO_2$  aporta una mayor recuperación de carga y es más rápida, ayuda al control del hinchamiento de arcillas mediante el amortiguamiento de los fluidos fracturantes acuosos a un pH de 3.5; reemplaza parte del agua en el tratamiento, así reduce el volumen de agua a ser recuperado; puede ser usado para formular fluidos fracturantes de alta eficiencia que transportan el apuntalante de forma efectiva; y puede ser medido de forma precisa.

**3.1.3 Espuma fracturante con  $CO_2$ .**

El cálculo de la masa real de  $CO_2$  requerida para una calidad de espuma a condiciones de fondo de pozo, puede ser derivada de la ley de gases reales, mediante el reordenamiento de la ecuación:

$$n = \frac{pV}{zRT} \dots\dots\dots(3.1)$$

Aquí,  $n$  permanece constante para ambas condiciones in-situ. Por lo tanto, la siguiente ecuación puede ser escrita con el siguiente subíndice  $dh$  para denotar condiciones in-situ (fondo de pozo) y el subíndice  $sc$  para denotar condiciones estándar.

$$\frac{p_{sc}V_{sc}}{z_{sc}RT_{sc}} = \frac{p_{dh}V_{dh}}{z_{dh}RT_{dh}} \dots\dots\dots(3.2)$$

Que se reduce a:

$$V_{sc} = \frac{p_{dh}V_{dh}z_{sc}T_{sc}}{z_{dh}T_{dh}p_{sc}} \dots\dots\dots(3.3)$$

Debido a que  $z_{sc} = 1$  (ver figura – 3.3),  $T_{sc} = 520^\circ F [271^\circ C]$ , y  $p_{sc} = 14.7 \text{ psia } [101.35 \text{ kPa}]$ , la ecuación se reduce a:

$$V_{sc} = \frac{35.37 p_{dh}V_{dh}}{z_{dh}T_{dh}} \dots\dots\dots(3.4)$$

Una propiedad adicional del  $CO_2$  debe ser considerada: su solubilidad en agua, que constituye la fase acuosa de la espuma (ver figura – 3.1). Agregando esta solubilidad,  $s_{sw}$ , y la definición de

calidad de espuma y convirtiendo las constantes a scf/bbl multiplicando por 5.61 scf  $CO_2$ /bbl [1std m<sup>3</sup>  $CO_2$ /m<sup>3</sup>] rendimientos.

$$V_{CO_2} = \frac{198.45 p_{dh} F V_F}{z_{dh} T_{dh}} + s_{sw} V_F (1 - F) \dots (3.5)$$

Debido a la medición volumétrica en vez de la másica, se usan instrumentos típicos en tratamientos actuales, los gastos de inyección de gas a condiciones estándar, deben ser convertidos a condiciones de gasto de líquido bombeado.

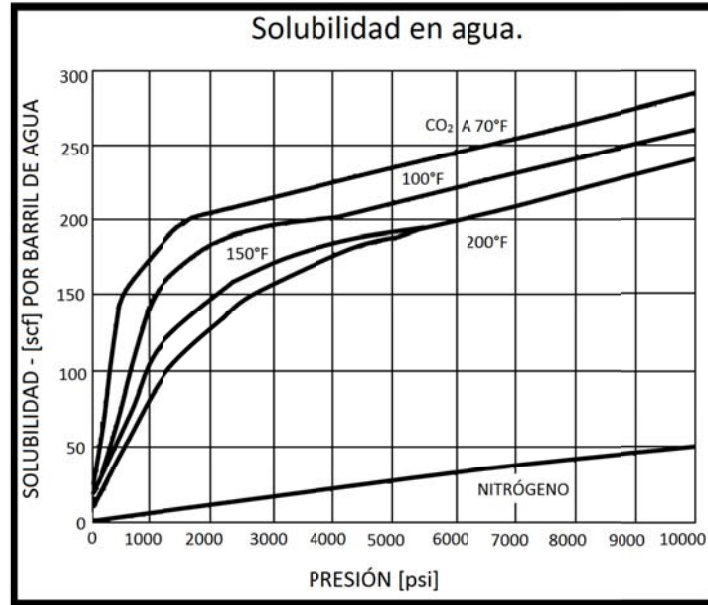


Figura 3.1 - Solubilidad del  $CO_2$  y  $N_2$  en agua.

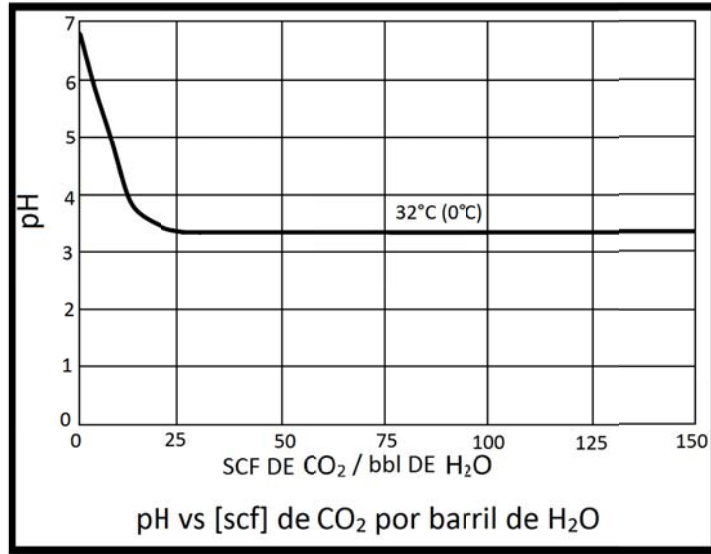


Figura 3.2 pH vs [scf] de  $CO_2$  por barril de  $H_2O$

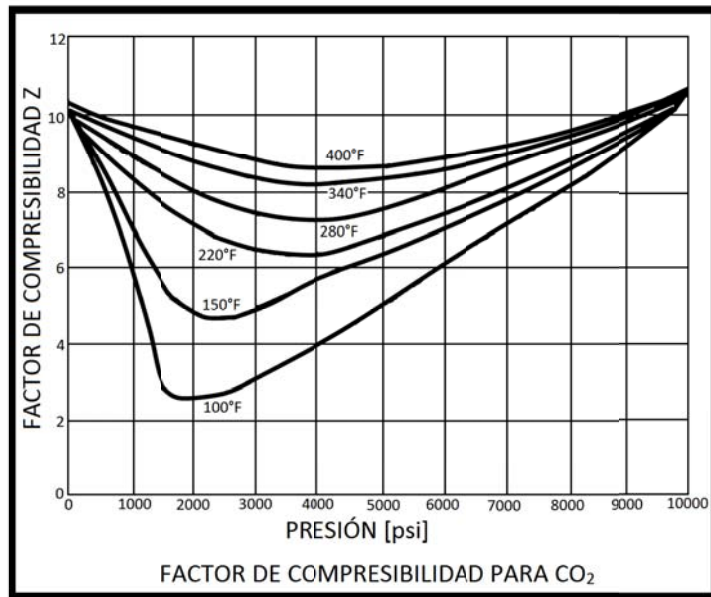


Figura 3.3 – Factor de compresibilidad para  $CO_2$ .

El factor de compresibilidad,  $z_{dh}$ , y solubilidad  $s_{sw}$ , son determinados de las figuras 3.3 y 3.1, respectivamente. La ecuación 3.5 es entonces usada para computar el volumen total de gas de  $CO_2$  requerido para el tratamiento. La figura 3.4 está referenciada para obtener la temperatura estimada de bombeo del  $CO_2$  líquido y la figura 3.5 para obtener el rendimiento del gas, del  $CO_2$  líquido a esta temperatura y estimar la presión de superficie del tratamiento.

El gasto bombeado estimado, en barriles por minuto puede ser entonces calculado y la cantidad de  $CO_2$  a ser ordenada puede ser estimada.

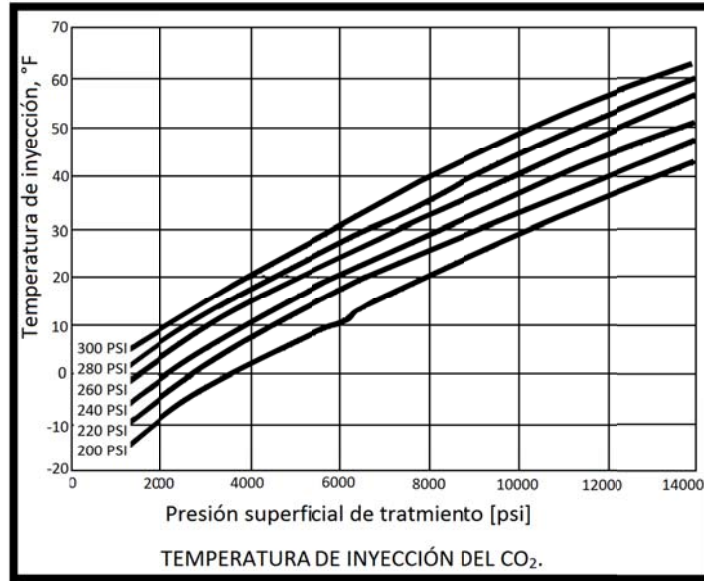


Figura 3.4 – Temperatura de inyección del  $CO_2$ .

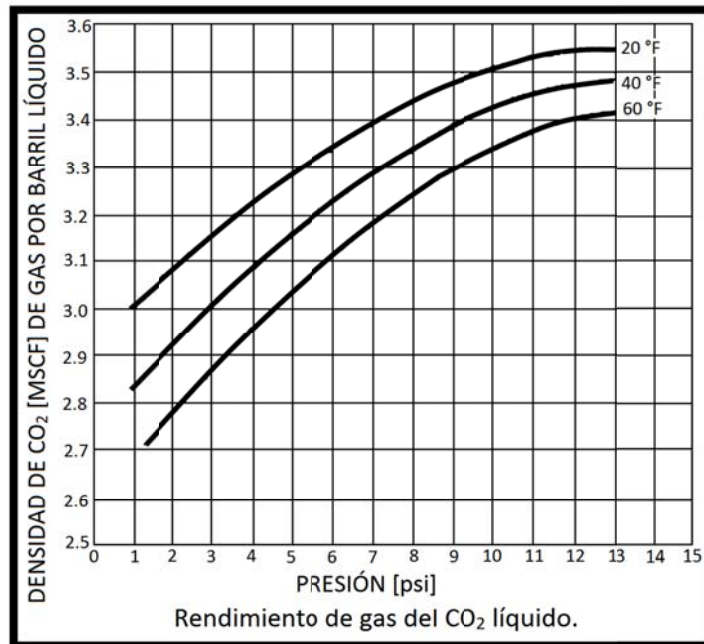


Figura 3.5 – Rendimiento del gas del  $CO_2$  líquido.

### 3.1.4 Fluidos mezclados con $CO_2$

Los fluidos mezclados con  $CO_2$  difieren de las espumas en la concentración de  $CO_2$  añadida en la estructura del fluido. Las espumas contienen usualmente 60 a 90 vol%  $CO_2$ . Un fluido mezclado tiene, en un menor grado, muchas de las mismas ventajas como la de los fluidos espumosos.

Los tratamientos rigurosos del sistema de mezclado seguirían el mismo razonamiento que el presentado para espumas; una mayor diferencia entre los dos sistemas, sin embargo, elimina la necesidad de tal rigor. Para el sistema de espuma, la calidad de espuma era crítica en el mantenimiento de la viscosidad aparente que afecta la geometría de fractura creada y la transportabilidad del apuntalante en la espuma. Por lo tanto, un tratamiento riguroso del volumen de  $CO_2$  requerido en la superficie vs la de fondo es requerida. El sistema de mezclado depende en las propiedades del fluido base para generar la geometría de la fractura y para transportar el apuntalante. Por lo tanto, la concentración de  $CO_2$  en un fluido mezclado no es tan crítica como con la espuma. El volumen de  $CO_2$  bombeado en un tratamiento mezclado es usualmente basado en condiciones de superficie solamente; así los gastos y volúmenes en fondo podría variar de alguna forma mientras el  $CO_2$  cambia de estado líquido a gaseoso.

Debido a que la reología de un sistema de  $CO_2$  mezclado es dependiente de las propiedades del fluido base, es importante que los efectos químicos y físicos del  $CO_2$  en este fluido base sean considerados. El  $CO_2$  es significativamente soluble en los dos fluidos, acuosos e hidrocarburos y reduce la viscosidad de estos fluidos. También, debido a que el  $CO_2$  ioniza en agua para formar ácido carbónico, otro factor debe ser considerado cuando los polímeros son usados para incrementar la viscosidad; La degradación de los polímeros por oxidación. Cuando son usados fluidos complejos, deben ser considerados los efectos del pH del  $CO_2$  en el mecanismo del *crosslinker*(\*). Es imperativo que una prueba extensiva de reología – donde las condiciones in situ de temperatura presión y tiempo de corte son simuladas- sea realizada en fluidos de fracturamiento con los que el  $CO_2$  es mezclado.

### **3.2 Propiedades del $CO_2$ y $N_2$**

#### **3.2.1 Propiedades del $CO_2$**

##### **3.2.1.2 Propiedades físicas del dióxido de carbono ( $CO_2$ )**

El  $CO_2$  puro es incoloro, inodoro, inerte, y un gas no combustible y tóxico cuando su contenido en la atmósfera alcanza un valor de 10%. El peso molecular a condiciones estándar es 44.010 g/mol, que es una y media veces más alta que el aire. El  $CO_2$  es sólido a bajas temperaturas y presiones, pero más dependiente de temperatura como se muestra en la figura 3.6. También puede encontrarse como líquido o en estado sólido. Pero si incrementamos la presión y la temperatura, la fase líquida aparece por primera vez y coexiste con las fases sólido y vapor en el triple punto. La fase líquida y de vapor del  $CO_2$  coexisten desde el triple punto y hacia arriba hasta el punto crítico de la curva.

(\*)*Crosslinker*: No existe una traducción al español de este término, en México se les llama “Polimeros extendedores de viscosidad”, son polímeros con cadenas con cargas, para arcillas con baja densidad de carga y poca capacidad de intercambio de carga, se usan con el fin de crear fluidos de fracturamiento de alta viscosidad, pero controlada. Normalmente son sales metálicas y su función es adherirse a las caras de los arreglos de cada unidad de arcilla, las cuales tienen tres caras paralelas: tetraedro, octaedro y tetraedro, en ese orden. Los polímeros se adhieren a estas caras, facilitando la hidratación de cada unidad de arcilla, para que su estructura se rompa y forme caras y bordes cruzados, que dan como resultado un fluido más viscoso. *Crosslinking* se refiere únicamente al rompimiento de la estructura de las unidades de arcilla, que se da cuando éstas se hidratan y forman bordes y caras cruzadas. *Crosslinked* el fluido altamente viscoso en el que la arcilla que lo compone tiene su estructura con caras y bordes cruzados debido a que está hidratada.

El  $CO_2$  tiene una distribución irregular en la cubierta sedimentaria, siendo sus factores condicionantes las siguientes: fuentes múltiples, alta solubilidad en los fluidos de formación y alta reactividad química. Las principales fuentes de  $CO_2$  son la oxidación de la materia orgánica dispersa (**MOD**), la maduración de la MOD húmica, la termodescomposición y el termometamorfismo de las rocas carbonatadas y el  $CO_2$  profundo de origen metamórfico.

El  $CO_2$  generalmente se puede encontrar en:

Yacimientos naturales

Unidades químicas

Industrias

Debajo de la temperatura crítica, el  $CO_2$  puede ser líquido o gas en un gran rango de presiones.

Arriba de la temperatura crítica, el  $CO_2$  existirá como un gas sin importar la presión. Sin embargo, a presiones supercríticas altamente incrementales el vapor se convierte y comporta más como un líquido.

Las propiedades físicas del  $CO_2$  líquido lo hacen un fluido de tratamiento único. El  $CO_2$  es relativamente un compuesto inerte que existe en las 3 fases como se muestra en el diagrama de fase (figura 3.6). Dependiendo de la presión y temperatura, existe como sólido, líquido, gas o fluido súper crítico. Arriba del punto crítico es considerado un fluido súper crítico. En operaciones de campo, el  $CO_2$  líquido está a  $20.3936 \text{ kg/cm}^2$  (2.0 MPa) y  $-35^\circ\text{C}$  en la vasija de almacenamiento (mostrado como 1 en la figura 3.6). Después de la adición de apuntalante, las bombas de alta presión, incrementan la presión a la presión de tratamiento en superficie (STP por sus siglas en inglés) (por ejemplo  $356.888 \text{ kg/cm}^2$  a  $407.872 \text{ kg/cm}^2$  (35 a 40 MPa)), como se muestra en la figura 3.6. Conforme el fluido entra a la formación la temperatura aumenta (mostrado como 4) hacia la temperatura de fondo (BHT por sus siglas en inglés). En los cierres, la temperatura continúa aumentando y la presión declina hacia la presión de formación. Durante el flujo de retorno la presión decrece y el  $CO_2$  sale a la superficie (mostrado como 5) como gas.

Las propiedades bajo condiciones estándar a  $1.03297 \text{ kg/cm}^2$  (1.013 bares) y  $0^\circ\text{C}$  son:

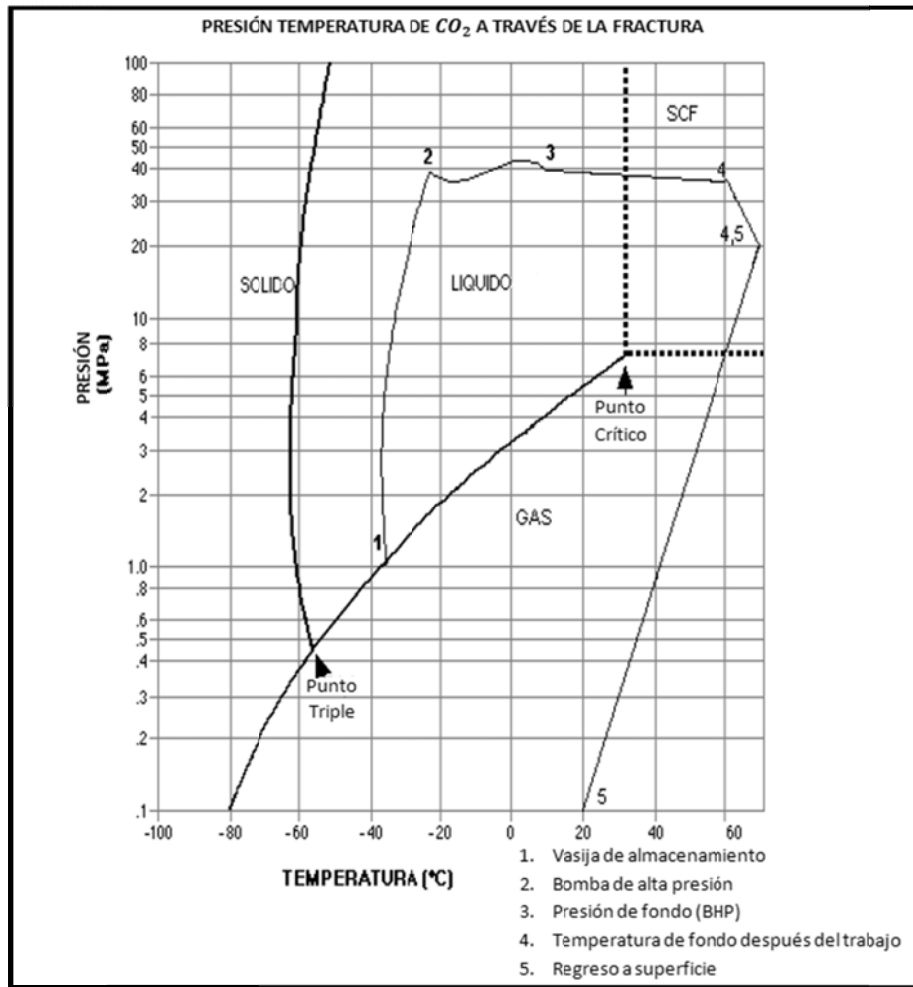
- Peso Molecular: 44.010 g/mol
- Gravedad específica al aire: 1.529
- Densidad:  $1.95 \text{ kg/m}^3$

Propiedades Críticas:

- Tc:  $31.05^\circ\text{C}$
- Pc:  $75.357 \text{ kg/cm}^2$  (73.9 bar)
- Vc:  $94 \text{ cm}^3/\text{mol}$

Punto Triple:

- Ttr:  $-56.6^\circ\text{C}$  (304.2 K)
- Ptr:  $5.20055 \text{ kg/cm}^2$  (5.10 bar)



**Figura 3.6 - Diagrama de fase del  $CO_2$**

Las siguientes figuras darán una expresión del comportamiento del  $CO_2$  con respecto a:

- Densidad
- Compresibilidad
- Viscosidad
- Solubilidad

La figura 3.7 muestra la densidad del  $CO_2$ . Para la mayoría de las operaciones de fracturamiento, la densidad del líquido está entre 1 y 1.2  $g/cm^3$



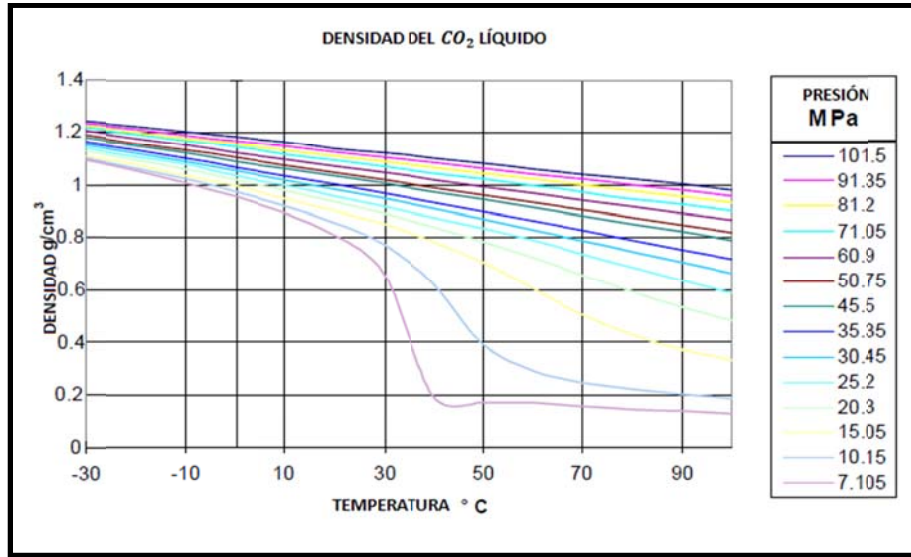


Figura 3.7 - Densidad del  $CO_2$  líquido

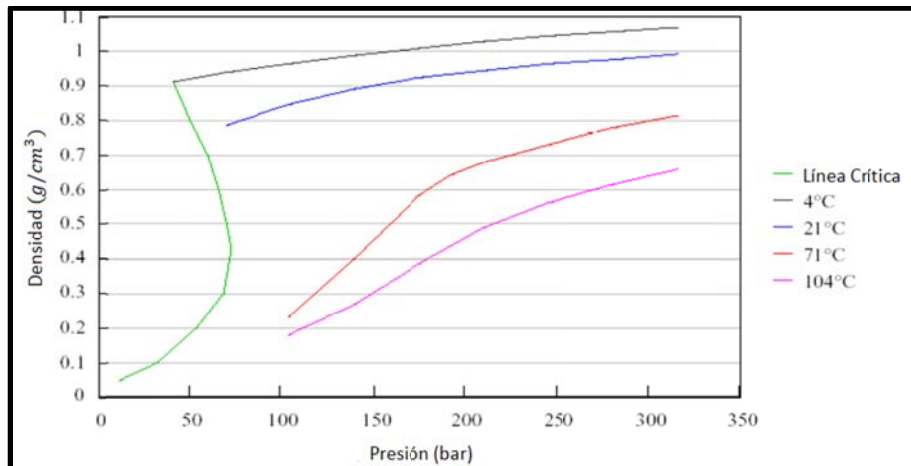


Figura 3.8 - Densidad del  $CO_2$  como una función de la presión y temperatura [2 y 3]

La figura 3.8 muestra que la densidad del fluido aumenta con presiones y temperaturas arriba de condiciones críticas, pero discontinuidades abruptas aparecen a temperaturas debajo de la región crítica.

La figura 3.9 muestra la viscosidad del  $CO_2$ , cuyo rango es de 0.02 a 0.16 cP durante las operaciones de fracturamiento, confirmando así que la viscosidad no es el medio dominante para el transporte del apuntalante.

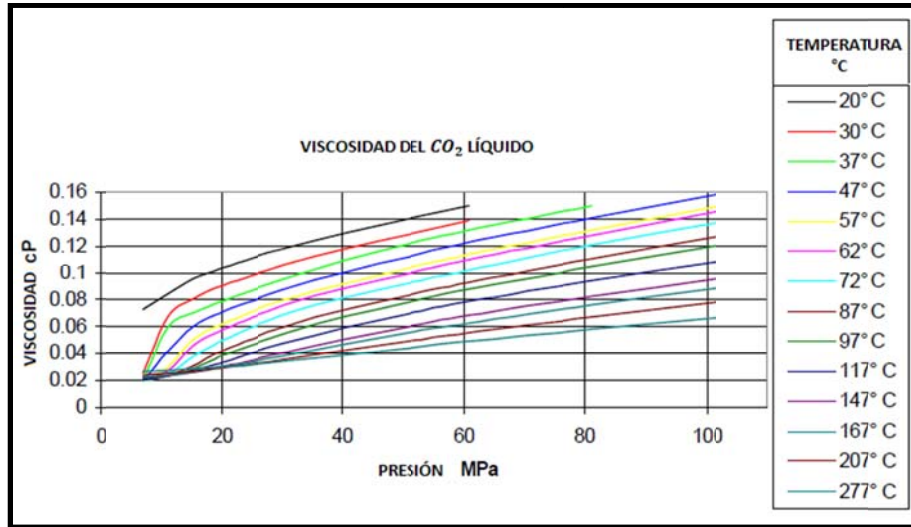


Figura 3.9 - Viscosidad del  $CO_2$  líquido

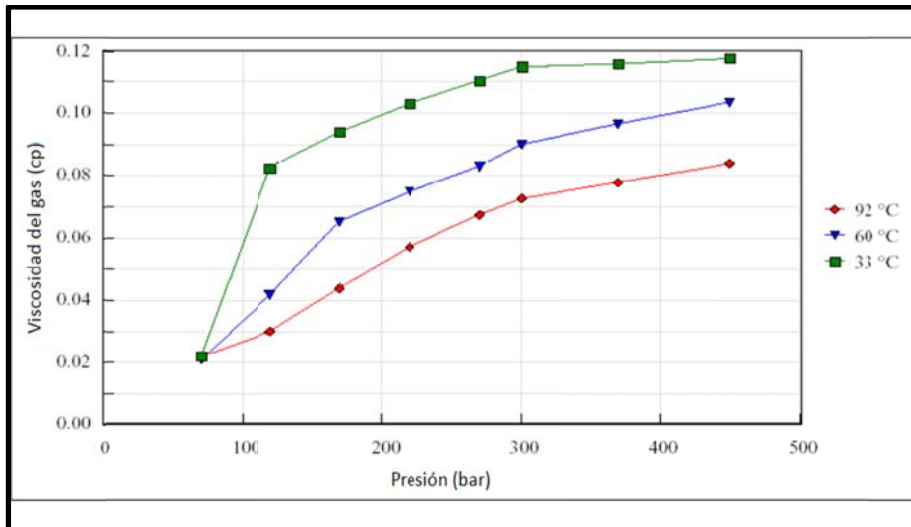
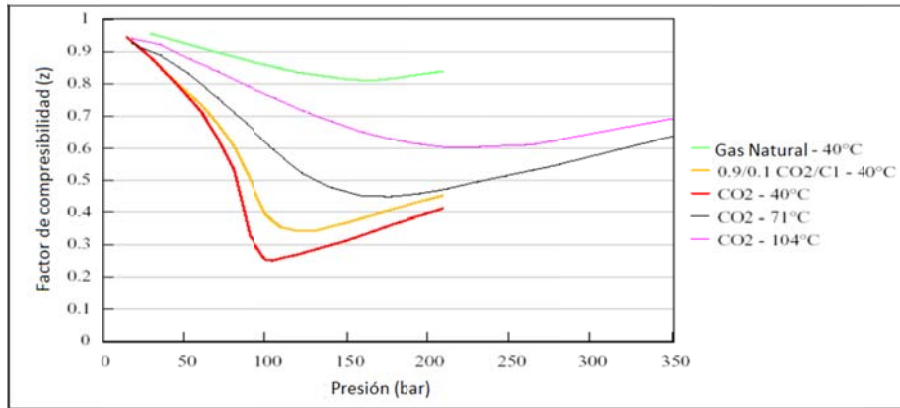


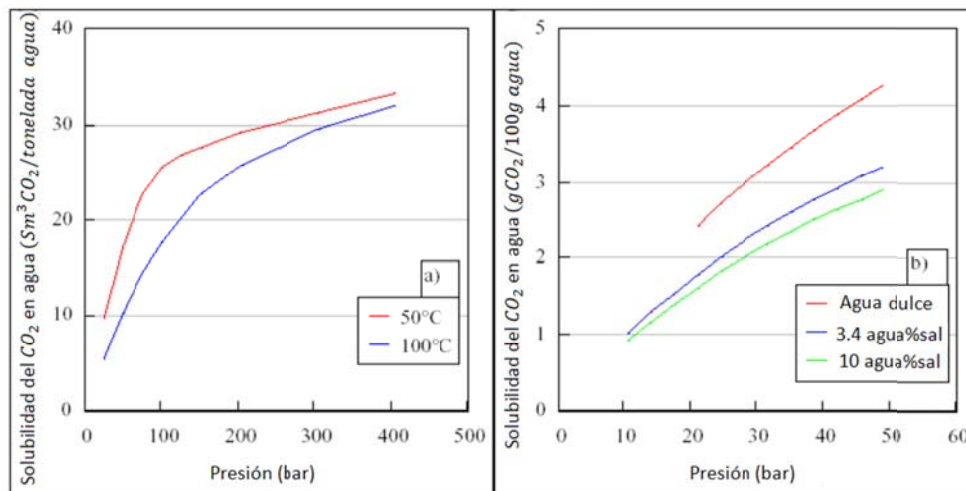
Figura 3.10 - Viscosidad del  $CO_2$  como función de presión y temperatura [2].

La figura 3.10 muestra que la viscosidad del  $CO_2$  depende fuertemente de presión y temperatura, y la viscosidad incrementa considerablemente cuando la presión incrementa para una temperatura de yacimiento dada. La viscosidad para el gas natural y el agua de formación están en el rango de 0.02 a 0.03 y 0.3 a 1.0 cp respectivamente. Como se muestra en la figura, la viscosidad del  $CO_2$  se encuentra en algún lado entre la viscosidad del gas natural y el agua de formación para todas las temperaturas y presiones relevantes. Por medio de viscosidades, el desplazamiento de agua con  $CO_2$  es más efectivo que el desplazamiento con gas natural. Junto con la densidad del  $CO_2$  mostrado en la figura 3.8, el  $CO_2$  apropiadamente no invalidará el agua con el mismo grado que un gas HC.



**Figura 3.11 - Compresibilidad como una función de presión y temperatura [2,4 y 5]**

Figura 3.11 muestra la compresibilidad del  $CO_2$ , gas natural y mezcla de  $CO_2$ -metano como una función de presión a algunas temperaturas diferentes. Como se muestra en la figura, la compresibilidad del  $CO_2$  es considerablemente diferente que por el gas natural y la mezcla de  $CO_2$ -metano. A 100 bares y 40°C la compresibilidad varía respectivamente de 0.25 a 0.4 y 0.85 para el gas natural.



**Figura 3.12 – Solubilidad del  $CO_2$  en agua como una función de: (a) presión y temperatura, (b) presión y salinidad [2,6 y 7]**

La solubilidad del  $CO_2$  en agua como una función de presión, temperatura y salinidad es mostrada en la figura 3.12. El  $CO_2$  tiene una solubilidad incremental en agua con el aumento de presión. El efecto opuesto es visto con temperatura incrementada y salinidad.

### **3.2.1.3 Transición y diagrama de fases para el $CO_2$**

Las propiedades del  $CO_2$ , y el comportamiento de fase son importantes para entender cuando una inyección de  $CO_2$  es considerada. Sin embargo, el comportamiento más importante es cómo el  $CO_2$  interfiere con los fluidos y rocas del yacimiento cuando fluye a través del mismo bajo diferentes condiciones de presión y temperatura.

Las aplicaciones más simples de termodinámica son la transición de fases que una sustancia pura puede sufrir. El proceso involucra una sola sustancia que sufre un cambio físico. Una fase de una sustancia es una forma de materia que es uniforme en todo, composición química y estado químico.

Una transición de fase, la conversión espontánea de una fase a otra, ocurre a una temperatura característica para una presión dada. Un diagrama de fase de una sustancia es un mapa de rangos de presión y temperatura a los cuales cada fase de una sustancia es la más estable. Las fronteras entre regiones, o las fronteras de las fases, muestran los valores de P y T a los cuales dos fases coexisten en equilibrio.

A continuación será explicado un método para construir el diagrama de fase del  $CO_2$  por separado, considerando los tres tipos de equilibrio basados en el criterio para el equilibrio de fase, la energía libre de Gibbs y la ecuación Clausius-Clapeyron.

### **3.2.1.4 Equilibrio de fase.**

Para que dos fases estén en equilibrio, el potencial químico de la sustancia en dos fases debe ser equivalente.

$$\begin{aligned}\mu\alpha &= \mu\beta \\ \mu\alpha &= \mu\gamma \\ \mu\beta &= \mu\gamma \dots\dots\dots(3.6)\end{aligned}$$

Asumiendo un cambio infinitesimal cambio en temperatura o presión a dos fases en equilibrio,

$$\begin{aligned}\mu(\alpha) + d\mu(\alpha) &= \mu(\beta) + d\mu(\beta) \\ \mu(\alpha) + d\mu(\alpha) &= \mu(\gamma) + d\mu(\gamma) \\ \mu(\beta) + d\mu(\beta) &= \mu(\beta\gamma) + d\mu(\gamma) \dots\dots\dots(3.7)\end{aligned}$$

y aplicando la definición del potencial químico,

$$\begin{aligned}d\mu(\alpha) &= -S(\alpha)dT + V(\alpha)dP \\ d\mu(\beta) &= -S(\beta)dT + V(\beta)dP \\ d\mu(\gamma) &= -S(\gamma)dT + V(\gamma)dP \dots\dots\dots(3.8)\end{aligned}$$

y definiendo la transición,

$$\begin{aligned}\alpha &\Leftrightarrow \beta \\ \alpha &\Leftrightarrow \gamma \\ \beta &\Leftrightarrow \gamma \dots\dots\dots(3.9)\end{aligned}$$

La pendiente de cualquier frontera de fase puede ser obtenida de la ecuación Clapeyron como se muestra esquemáticamente en la figura 3.13

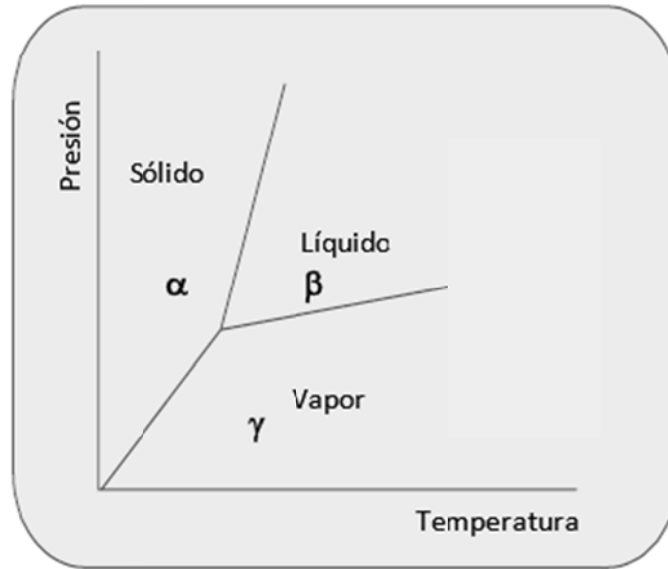


Figura 3.13 - Diagrama de fase esquemática y transición de fase

**3.2.1.5 La ecuación Clausius-Clapeyron**

$$\left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_{\Delta G} = \frac{\Delta S}{\Delta V} \dots\dots\dots(3.10)$$

Ya que las fases se encuentran en equilibrio entre ellas en cualquier punto de la línea, la energía libre de Gibbs para la transición es cero en cualquier lado de la línea de fase.

$$\Delta G = 0 \dots\dots\dots(3.11)$$

Para un proceso a temperatura constante tendremos,

$$\Delta G = \Delta H - T\Delta S \dots\dots\dots(3.12)$$

Lo cual combinado con la ecuación 3.11 da,

$$\Delta S = \frac{\Delta H}{T} \dots\dots\dots(3.13)$$

La ecuación 3.10 ahora puede ser escrita como,

$$\left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_{\Delta G} = \frac{\Delta H}{T\Delta V} \dots\dots\dots(3.14)$$

Las ecuaciones 3.10 o 3.14 son útiles si queremos integrar  $dP$  para encontrar  $P$  como una función de  $T$ . Ambas ecuaciones son exactas, pero para integrarlas, podemos hacer la aproximación de que  $\Delta S$  o  $\Delta H$  son razonablemente constantes sobre el rango de temperatura. Ya que el  $\Delta H$  varía más lento con temperatura que  $\Delta S$ , es mejor integrar la ecuación 3.14

**3.2.1.6 Equilibrio sólido – líquido**

Un sólido está en equilibrio con su líquido cuando el gasto al cual las moléculas dejan el sólido es el mismo gasto al cual regresan. El proceso de derretir un sólido es conocido como fusión. Nótese que el punto de derretimiento no es una fuerte función de temperatura. Para la mayoría de los compuestos la temperatura de fusión se eleva conforme incrementa la presión. (Para agua lo opuesto es verdad). Por lo que, aquí asumimos que ambos ΔH y ΔV son constantes. Eso es porque consideramos la transición sólido a líquido o líquido a sólido ser aproximadamente constante. La ecuación 3.14 preparada para integración da,

$$\int_{P_1}^{P_2} \partial P = \frac{\Delta V}{\Delta H} \int_{T_1}^{T_2} \frac{1}{T} \partial T \dots\dots\dots(3.15)$$

Y la ecuación 3.15 integrada da,

$$P_2 = P_1 + \left( \frac{\Delta H_{fus}}{\Delta V_{fus}} \right) \ln \left( \frac{T_2}{T_1} \right) \dots\dots\dots(3.16)$$

P<sub>2</sub> es la presión de equilibrio de la sustancia a temperatura T<sub>2</sub>, y P<sub>1</sub> es la presión de equilibrio a temperatura T<sub>1</sub>. ΔH<sub>fus</sub> y ΔV<sub>fus</sub> son los cambios en entalpía y volumen de la sustancia que acompaña la fusión. Empezando con un punto conocido junto la curva (por ejemplo el punto triple) podemos calcular el resto de la curva referenciada a este punto.

**3.2.1.7 Equilibrio sólido-vapor**

Un sólido está en equilibrio con su vapor cuando el gasto al cual las moléculas dejan el sólido es el mismo gasto al cual regresan. El proceso de vaporización de un sólido es conocido como sublimación. Para una temperatura dada, la presión a la cual es sólido está en equilibrio con su vapor es llamada presión de vapor. La presión de vapor se incrementa conforme se eleva la temperatura.

Ya que ΔV no es cercano a ser constante para el caso del sólido a vapor o líquido a vapor, tenemos que hacer más aproximaciones. Uno:

$$\begin{aligned} \Delta V &= V_{gas} - V_{liquido} \approx V_{gas} \\ \Delta V &= V_{gas} - V_{solido} \approx V_{gas} \dots\dots\dots(3.17) \end{aligned}$$

Y dos; usando la ecuación de gas ideal,

$$V_{gas} \approx nRT/P \dots\dots\dots(3.18)$$

La ecuación 3.14 junto con la 3.17 y 3.18 puede ahora ser escrita como,

$$\left( \frac{\partial P}{\partial T} \right)_{\Delta G} = \frac{\Delta H}{T \frac{nRT}{P}} = \frac{\Delta H}{R} \frac{P}{T^2} \dots\dots\dots(3.19)$$

Y preparada para integración,

$$\int_{P_1}^{P_2} \frac{1}{P} \partial P = \frac{\Delta H}{R} \int_{T_1}^{T_2} \frac{1}{T^2} \partial T \dots\dots\dots(3.20)$$

La integración de la ecuación 3.20 da,

$$P_2 = P_1 \exp\left(-\left(\frac{\Delta H_{sub}}{R}\right)\left(\frac{1}{T_2} - \frac{1}{T_1}\right)\right) \dots \dots \dots (3.21)$$

Donde  $P_2$  es la presión de vapor de la sustancia a temperatura  $T_2$ , y  $P_1$  es la presión de vapor a temperatura  $T_1$ .  $\Delta H_{sub}$  es una constante y es conocida como la entalpía de sublimación y corresponde al calor que debe ser absorbido por un mol de sustancia para sublimarla. Ahora podemos describir la curva sólido-vapor si conocemos  $\Delta H_{sub}$ .

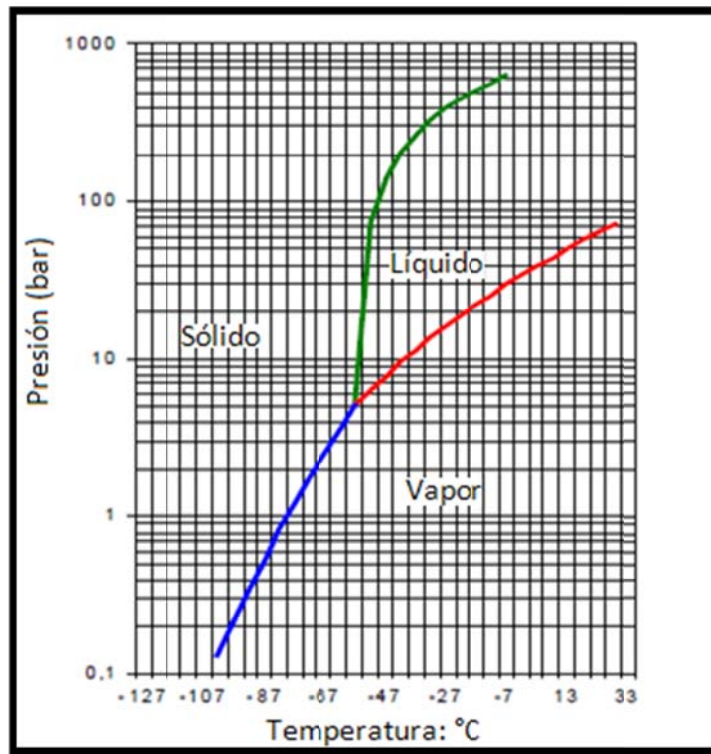
Equilibrio líquido-vapor

$$P_2 = P_1 \exp\left(-\left(\frac{\Delta H_{vap}}{R}\right)\left(\frac{1}{T_2} - \frac{1}{T_1}\right)\right) \dots \dots \dots (3.22)$$

Donde  $P_2$  es la presión de vapor de la sustancia a temperatura  $T_2$ , y  $P_1$  es la presión de vapor a temperatura  $T_1$ .  $\Delta H_{vap}$  es una constante y es conocida como la entalpía de vaporización. Ahora podemos describir la curva sólido-vapor si conocemos  $\Delta H_{vap}$ .

La ecuación 3.11, 3.21 y 3.22 ahora pueden ser utilizadas para construir el diagrama de fase entero. Si conocemos dos puntos de la curva, podemos resolver para  $\Delta H$ . Si supiéramos un punto en la curva y  $\Delta H$ , podemos resolver cualquier otro punto incluso tener la curva entera.

**3.2.1.8 Diagrama de fase calculado de las ecuaciones derivadas**



**Fig. 3.14 – Diagrama de fase calculado para el  $CO_2$  puro.**

Los cálculos y construcciones del diagrama de fase están basados en la ecuación 3.16, 3.21 y 3.22, y los siguientes números:

Ptr:  $5.20055 \text{ kg/cm}^2$  (5.10 bar)

Ttr =  $-56.6 \text{ }^\circ\text{C}$  (304.2 K)

Constante de gas =  $8.314 \text{ J/mol }^\circ\text{K}$

$\Delta H_{\text{fus}} = 8330 \text{ J/mol K}$

$\Delta H_{\text{sub}} = 25230 \text{ J/mol K}$

$\Delta H_{\text{vap}} = 16900 \text{ J/mol K}$

$\Delta V = 0.027 \text{ litros /mol}$

### **3.2.1.9 $CO_2$ – Interacciones roca – fluido.**

El efecto de la interacción entre el  $CO_2$ , las rocas y los fluidos del yacimiento varía con el tipo de roca y fluidos, así como la presión de pozo y temperatura. Además, el  $CO_2$  muestra un comportamiento de fase más complejo con respecto al aceite del yacimiento, entonces también es más complejo que otros solventes. A continuación se describen algunas cuestiones.

### **3.2.1.10 Condiciones PVT.**

Las condiciones PVT son más complejas en un “desplazamiento” de  $CO_2$  en la formación que uno de hidrocarburos, y el comportamiento de fase con el aceite del yacimiento es difícil de predecir y medir durante el periodo entero del “desplazamiento”. La relativamente alta solubilidad en agua y la reducción de PH asociada, afectará la química del yacimiento dependiendo de las condiciones PVT, y la composición de la roca del yacimiento. Grigg y Siagian han investigado esos fenómenos para flujo de 4 fases en “desplazamientos” de baja temperatura. La conclusión principal de esa investigación es:

- Más de 5 fases, acuosa, hidrocarburos líquidos,  $CO_2$  líquido,  $CO_2$  gaseoso y precipitados de asfalto sólido, pueden coexistir en un “desplazamiento” de  $CO_2$ .
- El número actual de fases depende de la presión, temperatura y composición.
- El gas que se condensa en una segunda fase líquida puede ser significativo a temperaturas justo por encima de la presión crítica del  $CO_2$ , y cerca de la presión de saturación para el  $CO_2$  a menores temperaturas. Se asume que esto sólo ocurre detrás del frente de temperatura para un campo típico costa afuera.
- La eficiencia de desplazamiento del  $CO_2$  puede incrementar conforme la temperatura decremente hasta que se alcanza la presión mínima de miscibilidad.
- Es necesario considerar todo este comportamiento complejo cuando se predice un rendimiento de “desplazamiento”. También es importante hacer simulaciones composicionales detalladas como parte de la planeación del “desplazamiento” con  $CO_2$ .

### **3.2.1.11 Hidratos de $CO_2$ .**

Cuando el agua está presente, se pueden formar hidratos de  $CO_2$  a determinadas temperaturas y presiones. Los hidratos de  $CO_2$  pueden ocurrir a temperaturas tan altas como  $10^\circ\text{C}$  si la presión es mayor a  $45.8872 \text{ kg/cm}^2$  (45 bar). La formación de hidratos puede ser un problema en estranguladores y válvulas donde la presión es reducida de repente y el  $CO_2$  enfría debido a la expansión.

### **3.2.1.12 Mojabilidad.**

Las características de mojabilidad de la roca del yacimiento aparentan ser el factor más controlante de la estrategia para un proceso de EOR, pero de acuerdo a McDougal, Dixit y Sorbie, 1997; la taxonomía precisa de mojabilidad sigue carente. También hay indicaciones de que



inundaciones de núcleos y pruebas visuales de tubos capilares pueden dar cambios inconsistentes en mojabilidad debido al “desplazamiento” de  $CO_2$  miscible. El  $CO_2$  reduce el pH de la salmuera, y hay alguna evidencia experimental de que esto reduce la humedad del agua en células capilares. La experiencia de pruebas de laboratorio y estudios de datos de campo apoyan que las características de mojabilidad son críticas para el “desplazamiento” con  $CO_2$ .

Rogers y Grigg concluyen que condiciones de agua como fluido mojante sugieren inyección continua de gas, mientras que condiciones de aceite como fluido mojante sugieren un proceso de alternar agua con gas.

#### **3.2.1.13 Hidratos.**

La formación de hidratos es a menudo vista en conexión con inyección de agua o donde la producción de agua está incrementando. No es un problema para el flujo de fluidos en el yacimiento, pero restringe el flujo en los pozos de producción y los pozos de inyección. Cuando el  $CO_2$  es inyectado éste tiende a exacerbar algunos problemas de hidratos de  $CaCO_3$  porque la concentración de bicarbonato en el agua producida incrementa.

#### **3.2.1.14 Anomalías durante la inyectividad.**

La experiencia de “desplazamientos” con  $CO_2$  en EUA muestra ejemplos de inyectividad que aumenta o decreciente cuando se implementa la inyección de  $CO_2$  o WAG (water alternating gas). Basándose en las propiedades de flujo de fluido de  $CO_2$ , uno espera intuitivamente que la inyectividad del gas fuera mejor que un “desplazamiento” con salmuera. En la práctica este comportamiento no siempre es observado. Además, la inyectividad del agua puede ser mayor o menor que la inyectividad de la salmuera. Lo que puede ser más confuso es que algunos yacimientos pueden perder inyectividad y en otros puede aumentar la inyectividad después de la primera inyección de  $CO_2$ . Además, este fenómeno puede ocurrir en escala local. Pozos de inyección en el mismo campo y yacimiento pueden tener comportamiento significativamente distinto.

#### **3.2.1.15 Entrampamiento.**

Se ha sugerido el entrampamiento como causa de pérdida de inyectividad. Se encontró que los mecanismos que afectan la captura en desplazamientos miscibles en escala de laboratorio son difusión de solventes, expansión del aceite, saturación de agua y tiempo de contacto con solvente. En un proceso de “desplazamiento” con  $CO_2$ , el aceite se vuelve incrementalmente pesado, sugiriendo que parte del aceite es inicialmente pasado por algo y después recuperado por extracción.

El entrampamiento capilar es un fenómeno que puede ocurrir en un proceso de “desplazamiento” terciario de  $CO_2$  desde que el solvente debe desplazar agua para movilizar y recuperar el aceite. Este entrampamiento ocurre cuando la saturación del aceite se vuelve baja, y la red de fase de aceite pierde su continuidad. En este punto, los gradientes de viscosidad y gravedad se vuelven insuficientes para movilizar el aceite remanente que es atrapado en contra de las barreras capilares en el yacimiento.

#### **3.2.1.16 Permeabilidad relativa.**

La permeabilidad relativa, la permeabilidad de una fase relativa a la otra, determina la relación de movilidad del “desplazamiento” con  $CO_2$ . Definida como la relación de desplazamiento con la movilidad desplazada, la eficiencia total del desplazamiento miscible tal vez puede ser decremada por el efecto de una relación de movilidad desfavorable. La permeabilidad relativa ocurre porque la porosidad de la roca contiene múltiples fases incluyendo aceite, agua y gas. La

permeabilidad relativa afecta la inyectabilidad del  $CO_2$  y, por consecuencia, es un factor importante en el gasto al que el  $CO_2$  será secuestrado.

La permeabilidad relativa es una entrada importante para cualquier modelo de yacimiento y simulaciones, pero debe ser considerada como un parámetro que incluye efectos de características de mojabilidad, heterogeneidad de rocas del yacimiento y fluidos (tensiones interfaciales), saturaciones de fluidos y otras influencias microscópicas y macroscópicas. Se ha visto en estudios de laboratorio que grandes diferencias en la permeabilidad relativa del  $CO_2$  y el aceite pueden generar grandes diferencias respecto a la inyectividad esperada.

### **3.2.1.17 Heterogeneidad**

Pizarro y Lake han estudiado el efecto de la heterogeneidad en la inyectividad a través de análisis geo-estadísticos y auto-correlación de la distribución de la permeabilidad del yacimiento. Ellos encontraron que la inyectividad en un yacimiento heterogéneo es una función de 10 parámetros:

$$I = f(K_x, k_z, \mu, P_L, L, h_1, h_2, H, W, q)$$

En esta función,  $k_x$  y  $k_z$  son la permeabilidad en dirección "x" y "z",  $\mu$  es la viscosidad,  $P_L$  es la presión en el punto del yacimiento x, L es la longitud de un yacimiento rectangular,  $h_1$  y  $h_2$  representan el punto más alto y el más bajo de un intervalo de perforación, H es el espesor del yacimiento, W es el ancho de un yacimiento rectangular y q es el gasto.

La recuperación WAG (water alternating gas) es más sensitiva a la heterogeneidad del yacimiento, comparado con la recuperación de aceite por inyección de agua sola, y además es un aspecto importante a considerar en un "desplazamiento" con  $CO_2$  donde se considera al WAG como el mecanismo óptimo de recuperación.

## **3.2.2 Propiedades del $N_2$**

### **3.2.2.1 Historia del nitrógeno**

Más de cien años después del descubrimiento del nitrógeno, un método para licuar el nitrógeno fue desarrollado en 1883 por Wroblewski y Olszewski. Hoy la producción comercial del nitrógeno líquido se obtiene de la destilación fraccionada del aire líquido. El aire es licuado por compresión y progresiva refrigeración a una presión de  $46.7651 \text{ kg/cm}^2$  (665 psi.), y el nitrógeno líquido se evapora a  $-195.805 \text{ }^\circ\text{C}$  ( $-320.45 \text{ }^\circ\text{F}$ ). Solo recientemente materiales y equipos han sido desarrollados para manejar líquidos muy fríos como el nitrógeno a un nivel comercial. El campo de la ciencia que trata con la tecnología del manejo de líquidos más fríos que  $-121.66^\circ\text{C}$  ( $-187 \text{ }^\circ\text{F}$ ) es llamada criogénica. Todos los líquidos y el equipo para manejar estos líquidos fríos son considerados equipos y líquidos criogénicos. Aluminio y aceros especiales son los materiales de construcción criogénica más ampliamente usados; sin embargo, aleaciones de cobre y bronce también son usados para aplicaciones específicas (Dowell (1982), Barber (2005)).

### **3.2.2.2 Generalidades.**

El nitrógeno constituye el 78% en volumen de la atmósfera terrestre, en donde se presenta como moléculas de  $N_2$ , aunque el nitrógeno es un elemento para la vida, los compuestos de nitrógeno no son particularmente abundantes en la corteza terrestre.

Se puede encontrar en:

-La corteza terrestre en cantidad limitada (nitratos).

- Bajo la forma orgánica (en las plantas y en organismos vivos o muertos que conforman el humus)
- Bajo la forma mineral (amoníaco) permitiendo contribuir a la fertilidad del suelo.

### **3.2.2.3 Preparación y usos.**

El nitrógeno se obtiene en cantidades comerciales mediante la destilación fraccionada del aire líquido. Cerca del  $1.6 \times 10^{10}$  kg (18 millones de toneladas) de  $N_2$  se producen anualmente tan sólo en los Estados Unidos.

Las sales del ácido nítrico incluyen importantes compuestos como el nitrato de potasio (nitro o salitre empleado en la fabricación de pólvora) y el nitrato de amonio fertilizante.

Los compuestos orgánicos de nitrógeno como la nitroglicerina y el trinitrotolueno son a menudo explosivos. La hidracina y sus derivados se usan como combustible en cohetes.

Debido a que tiene una baja reactividad, se emplean grandes cantidades de  $N_2$  como una cubierta inerte gaseosa para excluir el  $O_2$  durante el procesamiento y empaqueo de alimentos, la producción de sustancias químicas, la fabricación de metales y la producción de aparatos electrónicos.

La industria química es el usuario más grande de nitrógeno. Una porción larga del uso de su nitrógeno es para la fabricación de amoníaco para fertilizantes. Algunos usos más pequeños del amoníaco son los electrónicos, aviación, refinería, utilidad pública, misiles e industrias de procesamiento de alimentos. Desarrollos recientes con nitrógeno líquido, para la preservación de alimentos muestran un gran crecimiento de potencial es esta industria.

El interés en el nitrógeno para trabajos de estimulación, está enfocado en la fuente compacta de gas de alta energía disponible a un costo razonable. Sin un equipo de compresión caro, el gas a  $1054.85 \text{ kg/cm}^2$  (15 000 psi) de presión está disponible para la estimulación de pozos a través de nitrógeno líquido y sus dispositivos de manejo criogénico (Dowell (1982), Barber (2005)).

### **3.2.2.4 Suministro en campo de nitrógeno líquido**

La ubicación de las instalaciones para la fabricación de nitrógeno líquido sólo está limitada por la disponibilidad de poder; ya que el material en bruto es aire. Una planta de nitrógeno líquido también producirá oxígeno líquido y otros gases raros encontrados en el aire. Vagones están disponibles para transportar nitrógeno líquido de la planta al usuario o a proveedores mucho más grandes. Esta distribución extensiva ha tenido un efecto estabilizador en el precio del mercado. Los vagones y camiones usados para transportar el nitrógeno líquido son tanques criogénicos cerrados al vacío. Un tanque interno hecho de acero inoxidable contiene al nitrógeno líquido. La capa externa de acero dulce (acero que tiene poco contenido de carbono) provee un espacio vacío para propósitos de aislante. Los tanques cuentan con válvulas de alivio para liberar nitrógeno en forma de gas cuando la presión se incrementa en el tanque debido a la expansión del gas por calor. Los vagones contendrán  $365760 \text{ m}^3$  (1200000 pies cuadrados) de nitrógeno líquido. El tanque de un camión comercial carga 26495.1 litros (7000 galones) de nitrógeno líquido o  $60546.5 \text{ m}^3$  (651480 pies cuadrados) (Dowell, 1982)

**Tabla 3.2 - Propiedades del nitrógeno**

Símbolo Químico	$N_2$
Peso Molecular	28.016
Punto Triple	-209.95 °C a 0.12799 $kg/cm^2$ (-345.9 °F a 1.82 psig).
Punto Normal De Ebullición	-195.805 °C (-320.45 °F)
Calor Latente O De Evaporación	85.67 BTU/lb
Temperatura Crítica	-147.15°C (-232.87 °F)
Presión Crítica	34.6203 $kg/cm^2$ (492.3 psig)
Calor Específico (Cp) 77 °F	0.4471 BTU/(lb)(°F)
Calor Específico (Cv) 70 °F	0.3197 BTU/(lb)(°F)
Proporción De Calor Específico	1.401
Conductividad Térmica 60 °F	0.01462 BTU/sq ft hr (°F/ft)
Densidad De Vapor Saturado A 14.7 Psia	0.03635 lb/ cu ft
Gravedad Específica De Vapor Saturado A 14.7 Psia (Aire =1.0)	0.967
Densidad Del Nitrógeno Líquido Al Punto Normal De Ebullición	50.443 lb/ cu ft
1 Lb De Nitrógeno Líquido	0.1438 gal
1 Lb De Nitrógeno Líquido	13.81 SCF
1 Gal De Nitrógeno Líquido	6.743 lb
1 Gal De Nitrógeno Líquido	93.12 SCF
100 SCF De Nitrógeno	7.247 lb a -320.4 °F
100 SCF De Nitrógeno	1.075 gal a -320.4 °F

### 3.2.2.5 Propiedades termodinámicas

- Capacidad de calor específico  $C_p$ 
  - Gas: 1.039 J/(gK)
  - Líquido: 2.042 J/(gK)
- Calor específico de formación  $\Delta_f H^\circ$ 
  - Gas: 0 KJ/g
- Calor específico de vaporización
  - 0.1988 KJ/g
- Calor específico de fusión
  - 0.025 KJ/g
- Temperatura crítica 126.21 K
- Presión crítica 3.39 MPa

### 3.2.2.6 Diagrama de fase

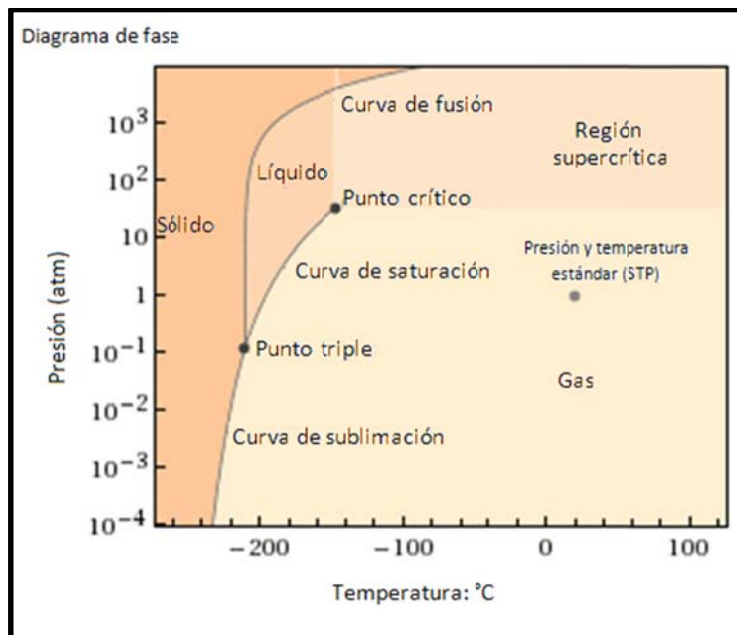


Figura 3.15 - Diagrama de fase  $N_2$

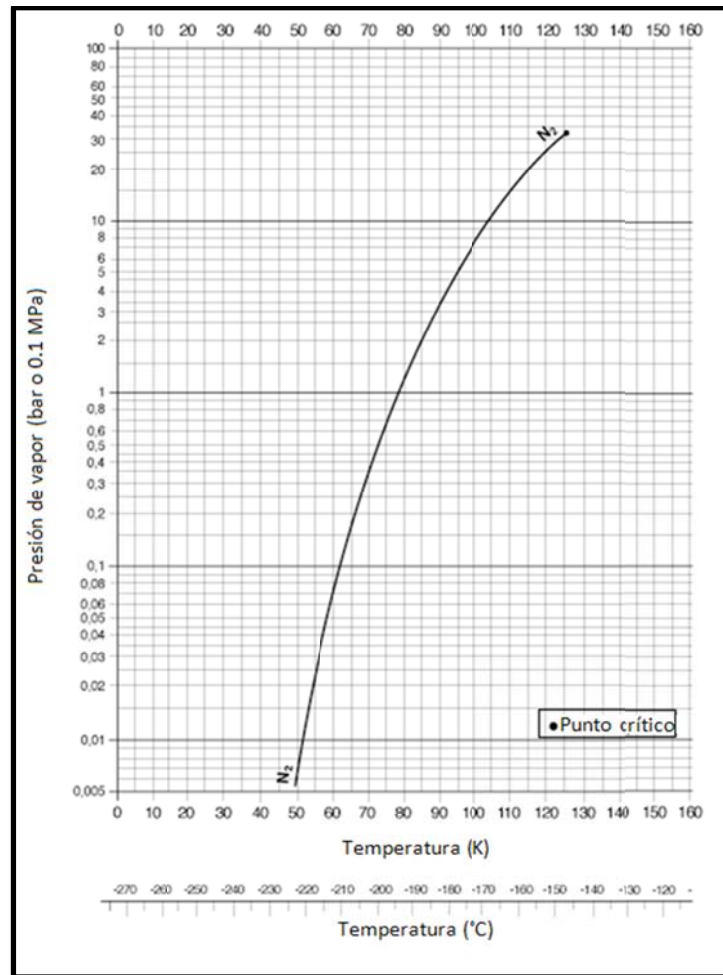
**3.2.2.7 Curva de equilibrio líquido – vapor.**

Figura 3.16 - En el gráfico, la presión es en bar o  $1.01968 \text{ kg/cm}^2$  0.1 MPa, temperatura en K o  $^{\circ}C$ . El punto crítico es indicado por un punto negro en la curva de equilibrio líquido-vapor.

**3.3 Fracturamiento a la formación con  $CO_2$  y  $N_2$ .****3.3.1 Características del uso de  $CO_2$  y  $N_2$  en el fracturamiento hidráulico.****3.3.1.1 Características de *Leakoff*.**

Los fluidos convencionales de fracturamiento dependen de las propiedades visco-elásticas para inhibir el *leakoff* de la fractura hacia el yacimiento. La depositación del enjarre de polímeros de cadena-larga o viscosidad de filtrado alta en sistemas aceite gel provee control de pérdida de fluidos para establecer el espesor adecuado de la fractura. Un espesor suficiente de la fractura es requerido para permitir la colocación del apuntalante en la fractura. El  $CO_2$  líquido como se mostró anteriormente, tiene muy baja viscosidad y por lo tanto no tiene propiedades de alta viscosidad o enjarre para establecer espesores de la fractura cuando se bombea a gastos típicos (por ejemplo menos de  $3 \text{ m}^3 / \text{m}$ ).

Los fluidos de baja viscosidad y baja temperatura tienen mayor tasa de *leakoff* que los fluidos convencionales, pero esta característica tiene un mayor límite que es dependiente de los parámetros del yacimiento. El uso de un gas o un gas licuado, hace al fluido compresible.

El fluido bombeado a altas presiones y baja temperatura, se expande volumétricamente cuando el fluido está expuesto a presiones bajas y altas temperaturas de la formación. Estos fluidos no están en estado estacionario y así ocurren efectos positivos transitorios. Este efecto de expansión térmica, como lo describió Settari, inhibe el *leakoff* cerca de la cara de la fractura, y promueve el desarrollo de ancho de fractura. Una combinación de expansión térmica, efectos de permeabilidad relativa y posible turbulencia a través de gargantas de poro de yacimiento pequeñas, sirven como cortina al *leakoff* de  $CO_2$  líquido de la fractura al yacimiento.

**3.3.1.2 Características hidrostáticas.**

Las presiones de fricción observadas en el campo muestran una correlación con la densidad del fluido. Esta observación corresponde a presiones de fricción calculadas usando las ecuaciones de Fanning usadas para flujo de gas en una sola fase en tubulares.

La ecuación de Fanning para gas en una sola fase usada para calcular las pérdidas de energía debido a la fricción es:

$$dp = \frac{2\rho fu^2}{D dL} \dots\dots\dots(3.21)$$

- dp = Pérdida de presión debido a la fricción
- $\rho$  = Densidad de la mezcla gas/líquido de  $CO_2$  ( $km/m^3$ )
- u = Velocidad de la mezcla de gas/líquido (m/min)
- f = Factor de fricción
- D = Diámetro hidráulico de los tubulares (m)
- dL = Caída de presión diferencial de longitud (m)

El cálculo del factor de fricción durante la turbulencia es:

$$f = (4.0 \log \left(\frac{d}{\delta}\right) + 2.28)^{-1/2} \dots\dots\dots(3.24)$$

- D = Diámetro de los tubulares (mm)
- $\delta$  = factor de rugosidad (normalmente igual a 0.015 para tubería de pozo).

El uso de estos cálculos en conjunto con cálculos hidrostáticos se ha aproximado cercanamente a los resultados vistos en campo usando la mezcla de  $CO_2/N_2$  o  $CO_2$  líquido.

**3.3.1.3 Transporte del apuntalante.**

El transporte del apuntalante puede ser dividido en dos áreas:

- 1) A las perforaciones
- 2) En la fractura

El movimiento del apuntalante a través del equipo de superficie y los tubulares del pozo es realizado relativamente fácil por las altas tasas de bombeo típicamente utilizadas en el fracturamiento con  $CO_2$  líquido o  $CO_2/N_2$ . La alta turbulencia causada por el alto número de Reynolds debido a la baja viscosidad y alta velocidad del fluido, es suficiente para transportar adecuadamente el apuntalante a las perforaciones. La densidad del fluido ( $\sim 1.1$ ) también ayuda al transporte del apuntalante. Tanto los valores de viscosidad y de densidad caen cuando el  $N_2$  es agregado al  $CO_2$  líquido a una relación de 50:50.

El transporte del apuntalante en la fractura para fluidos turbulentos y de baja viscosidad ha sido explorado previamente. Es de particular relevancia el efecto de la turbulencia en la reducción de la tasa de sedimentación de la arena. El rozamiento entre el apuntalante y las paredes de la fractura es incrementado de este modo disminuyendo las tasas de sedimentación de arenas. De forma desigual, paredes de fractura tortuosas se combinan con anchos estrechos de fractura, también le dificultan al apuntalante asentarse dentro de la fractura. Settari también ha descrito el transporte en la fractura como transporte "suspendido" o transporte de "plataforma de carga", dependiendo de la relación de la velocidad terminal a la velocidad horizontal.

#### **3.3.1.4 Modelado.**

No se pueden usar modelos convencionales para modelar estos tratamientos. Se usó exitosamente una aproximación de Settari para este propósito. Él asumió que el ancho de la fractura es relativamente pequeño. Del diagrama de  $CO_2$ , se sabe que el  $CO_2$  está en estado líquido a bajas temperaturas. Durante el calentamiento y el bombeo, puede estar en fase súper crítica. La concentración de apuntalante que puede ser bombeado exitosamente es menor a los tratamientos convencionales. Los tratamientos aparentan ser sensitivos a la tasa de bombeo estando a condiciones sin arena. El  $CO_2$  líquido no tiene ninguna característica de construcción de enjarre. Los tiempos de cierre de la fractura son esencialmente cortos (0.5 – 1.5 minutos) debido al volumen pequeño de fractura y grandes valores de *leakoff*.

#### **3.3.1.5 Operaciones.**

Las técnicas de operación en superficie para fracturamiento con  $CO_2$  líquido y  $CO_2/N_2$  puede ser divididas en tres áreas: entrega del producto, mezcla de los sólidos y líquidos y bombeo a alta presión. Un tratamiento de fractura con  $CO_2/N_2$  líquido, es un tratamiento de fractura con  $CO_2$  líquido, con un máximo de 50% de  $N_2$  (por volumen) agregado a la boca del pozo. El  $N_2$  es bombeado con equipo convencional de bombeo de  $N_2$  y no requiere consideraciones especiales.

**Entrega del producto.** El  $CO_2$  líquido es almacenado en unidades de almacenamiento a granel a 20.3936 kg/cm<sup>2</sup> (2.0 MPa) y -35°C. Cada contenedor tiene una capacidad de 50 m<sup>3</sup> de líquido. El  $CO_2$  líquido es movido del contenedor a la licuadora de  $CO_2$  y a las bombas de alta presión por nitrógeno líquido. Se usa un remolcador de tubería de nitrógeno para realizar esta función.

**Mezcla de sólidos y líquidos.** La mezcladora de  $CO_2$  (figura 3.17) es un recipiente a presión y un sistema manifold que mezcla el apuntalante dentro de la corriente de  $CO_2$  líquido antes de que el fluido llegue a las bombas de alta presión.



El apuntalante es cargado dentro de la mezcladora de  $CO_2$ , la unidad es sellada y entonces llenada con  $CO_2$ . Durante el tratamiento, el apuntalante es sumergido dentro de la corriente de  $CO_2$  líquido, mediante barrenas controladas hidráulicamente. Las mezcladoras de  $CO_2$  han sido construidas en versiones de 20 y 40 toneladas.

Son vitales los densitómetros radioactivos para una operación exitosa de un tratamiento de fracturamiento con  $CO_2$ . Son usados dos densitómetros, uno en la descarga de la mezcladora y otro en la tubería de alta presión, para asegurar que el diseño del tratamiento es seguido.

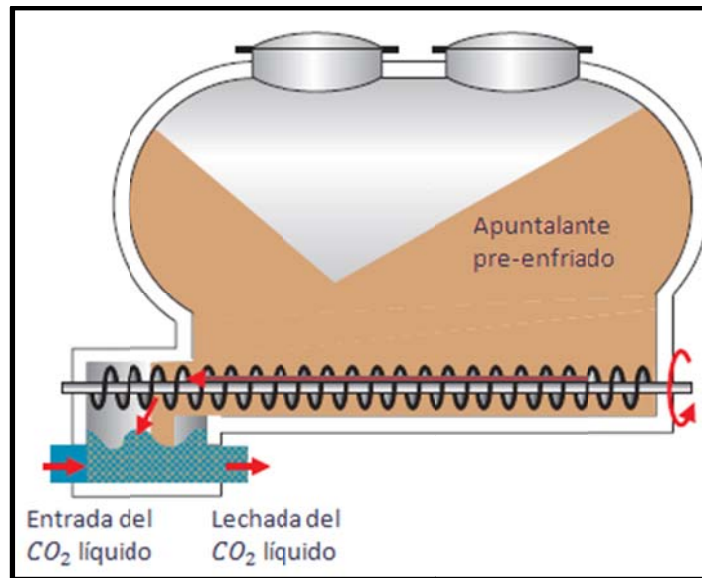


Figura 3.17 - Mezcladora de  $CO_2$  líquido

**Bombeo a alta presión.** El  $CO_2$  líquido es bombeado con equipo de bombeo convencional. Se debe tener cuidado para asegurar que se mantiene líquido el  $CO_2$ , bajo la presión de equilibrio. Las técnicas especializadas para las bombas de alta presión enseñaron la posibilidad de bloqueos de vapor o fallas mecánicas debido a las bajas temperaturas. La temperatura a boca del pozo del  $CO_2$  líquido puede estar tan baja como  $-25^\circ C$ . Con estas temperaturas bajas a boca del pozo, las consideraciones del efecto térmico en la tubería del pozo deben ser agregadas antes al tratamiento.

### **3.3.1.6 Diseño del tratamiento.**

La mezcla de fluido y volumen de descarga es 100%  $CO_2$  líquido o  $CO_2$  gaseoso y  $N_2$ . Algunas reglas son:

- El volumen de fluido pad (fluido usado para iniciar el fracturamiento hidráulico, no contiene apuntalante) es 100% de volumen de la mezcla sólida y líquida.
- El tamaño del apuntalante es una medida menor que para fluidos convencionales.
- Los gastos típicos están entre 5 y 8  $m^3/min$ .
- Las concentraciones máximas de apuntalante están entre 500 y 800  $kg/m^3$  (dependientes de gasto y profundidad).
- El tiempo de cerrado es muy corto (0.5 a 1.5 minutos).

**3.3.2 Propiedades de las espumas de fracturamiento hidráulico.**

Mitchell presentó la determinación de viscosidades efectivas para espumas, y describió la relación entre viscosidad efectiva, tasa de cambio de velocidad (velocidad de flujo) y calidad de la espuma. Él mostró que las medidas de las propiedades de flujo son reproducibles. Mitchell demostró que la espuma se comportó como un fluido plástico de Bingham, con alto límite elástico en flujo laminar. Krug presentó viscosidades plásticas y límites elásticos de espumas como una función de la calidad de espumas (ver tabla 3.3). La base teórica de estas investigaciones se encontraba en los trabajos de Einstein y Hatscheck.

**Tabla 3.3 - Viscosidad plástica y límite elástico de la espuma (después de Krug 1971)**

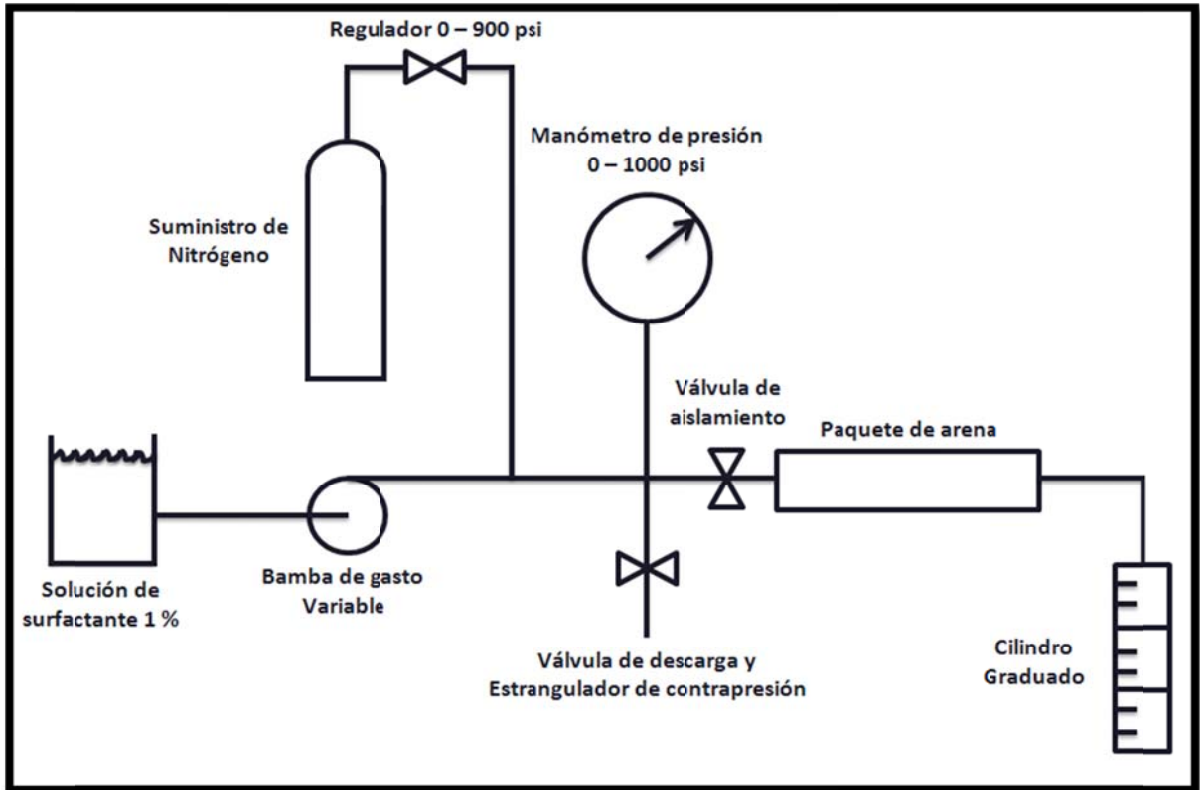
Rango de calidad	Viscosidad Plástica cp	Límite elástico <i>Lbf/100 ft<sup>2</sup></i>
0	1.02	0
0 - 25	1.25	0
25 - 30	1.58	0
30 - 35	1.60	0
35 - 45	2.40	0
45 - 55	2.88	0
55 - 60	3.36	0
60 - 65	3.70	14
65 - 70	4.30	23
70 - 75	5.00	40
75 - 80	5.76	48
80 - 86	7.21	68
86 - 90	9.58	100
90 - 96	14.38	250

Blauer, Mitchell, y Kohlhaas; 1974, presentaron una extensión de la información de Mitchell, para artículos tubulares de gran tamaño, y flujo turbulento. Estos resultados son usados para la determinación de la caída de presión, debido a la fricción de flujo a través de las tuberías.

**3.3.2.1 Pérdida de fluido**

Fue diseñado un experimento para evaluar las características de la pérdida de fluido, así un valor del coeficiente de fractura-fluido pudiera ser desarrollado para el cálculo de eficiencias

y áreas de fractura. Una tubería con diámetro interno de 2 pulgadas, con 24 pulgadas de longitud fue llenada con arena lavada y clasificada (ver figura 3.18). El paquete de arena fue después saturado con agua. La permeabilidad absoluta del paquete fue determinada haciendo fluir el agua y midiendo la caída de presión a varios gastos. Fueron usados tres distintos paquetes de arena con permeabilidad de 2000, 500, y 170 mD. La porosidad de los tres paquetes fue 20%.



**Figura 3.18 - Aparato experimental para la evaluación de la invasión de espuma de paquetes de arena**

La tubería fue puenteada (bypass) y la espuma fue generada. La calidad de la espuma fue calculada con el balance de masa. La presión fue elevada a 900 psia en la línea de flujo, y la válvula de aislamiento fue abierta después para exponer repentinamente el paquete de arena saturada a la espuma. El gasto hacia el paquete fue lento, y la válvula de bypass (puenteo) fue cerrada. El suministro de nitrógeno, fue adecuado para mantener los 900 psias de presión, en el extremo del flujo en dirección arriba (contracorriente) del paquete de arena. El volumen de agua y el tiempo fueron anotados. El volumen de fluido es graficado como una función de la raíz cuadrada del tiempo en las figuras 3.19 y 3.20

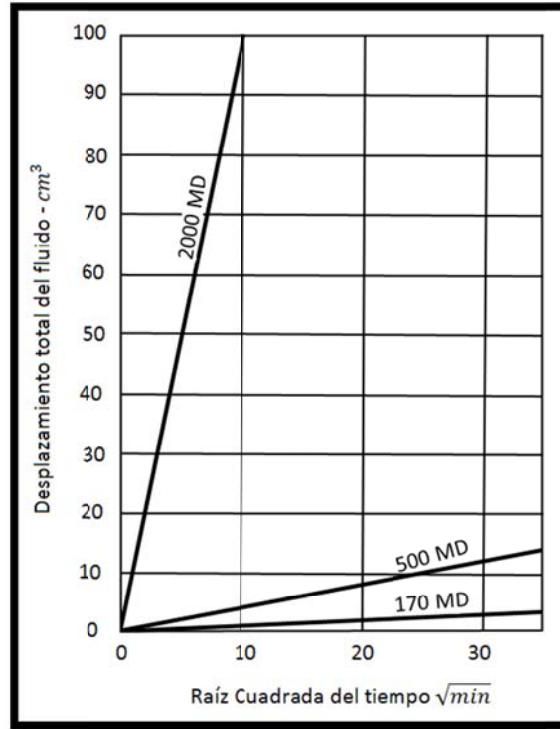


Figura 3.19 - Fluido desplazado desde los paquetes de arena con un 70% de calidad de espuma.

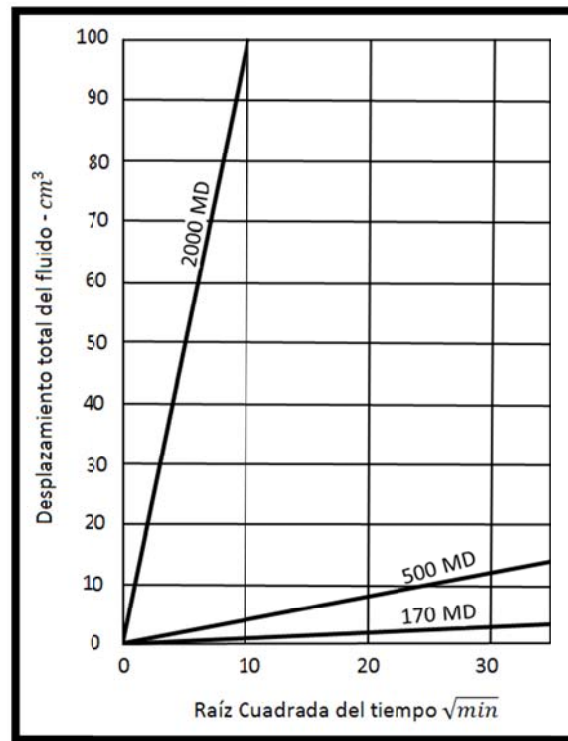


Figura 3.20.- Fluido desplazado desde los paquetes de arena por con un 80% de calidad de espuma.

La pérdida de fluido de la espuma no se midió directamente. Se asumió que la pérdida de fluido igualó al agua desplazada. No se usaron paquetes de sal de baja permeabilidad porque los gastos fueron muy pequeños para medidas exactas con el equipo disponible. No fueron usadas mediciones convencionales de las características de pérdida de fluidos, a través de láminas delgadas del núcleo evacuado, porque no fue posible medir precisamente los gastos separados de gas y líquido, en un sistema tan corto.

Debido a que el fluido de saturación en el núcleo no estaba confinado, los resultados experimentales no dieron el coeficiente total del fluido fracturante, como el usado en la ecuación de Howard & Fast para el cálculo del área de fractura. El coeficiente total del fluido fracturante está dado por la ecuación:

$$\frac{1}{c_T} = \frac{1}{c_I} + \frac{1}{c_{II}} + \frac{1}{c_{III}} \dots\dots\dots(3.25)$$

Donde

$$C_I = 1.483 \times 10^{-3} \left( \frac{k_f \Delta P \phi}{\mu_f} \right)^{1/2} \dots\dots\dots(3.26)$$

$$C_{II} = 1.183 \times 10^{-3} \Delta P \left( \frac{k_r \phi C_r}{\mu_r} \right)^{1/2} \dots\dots\dots(3.27)$$

C<sub>III</sub> no está definido para una espuma, porque una espuma no es un fluido constructor de pared. Todos estos coeficientes, han sido mostrados para ser coeficientes de la ecuación general

$$V_1 = Ct^{1/2} \dots\dots\dots(3.28)$$

Donde v<sub>1</sub> es la velocidad de *leakoff* del fluido, y t es el tiempo

Las pendientes de las líneas en la figuras 3.19 y 3.20 han sido usadas para calcular C<sub>I</sub> , una evaluación de la influencia del fluido de fractura en la perdida de fluido:

$$C_I = \frac{v}{\phi A \sqrt{t}} \dots\dots\dots(3.29)$$

De esta ecuación, fueron calculados de información experimental los valores de C<sub>I</sub> mostrados en la tabla 3.4. Estos valores son graficados en la figura número 3.21.

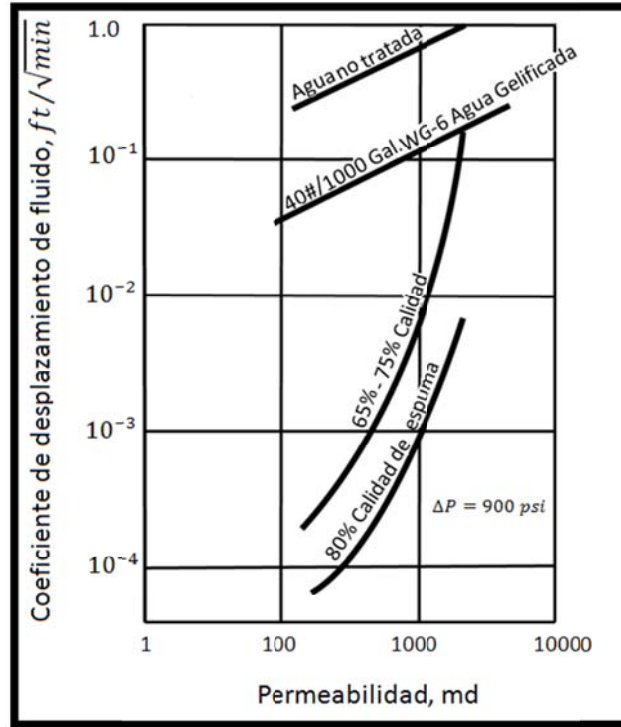


Figura 3.21.- Coeficiente de fluido de fracturamiento espuma, agua y agua gelificada.

Tabla 3.4 -  $C_I$  determinado de información experimental de fluido de desplazamiento

Permeabilidad md	$C_I, \text{ t}/\sqrt{\text{min}}$			
	70% Calidad de espuma	80% Calidad de espuma	Agua Gelificada	Agua No-Tratada
<b>170</b>	$2.35 \times 10^{-4}$	$6.74 \times 10^{-5}$	0.0459	0.2594
<b>500</b>	$1.28 \times 10^{-3}$	$2.70 \times 10^{-4}$	0.0787	0.4449
<b>2000</b>	0.135	$6.75 \times 10^{-3}$	0.1573	0.8899

Comparando los valores en la tabla 3.4 y figura 3.21 con valores típicos de  $C_{II}$  para pozos de aceite y gas, se concluye que  $C_I$  para espumas es 2 a 4 órdenes de magnitud menos que  $C_{II}$ , y  $C_T$  igualará aproximadamente a  $C_I$ , particularmente para pozos de gas. Adicionalmente se nota que  $C_I$  para espumas, es mucho menos que para aguas gelificadas o sin tratamiento.

Los valores bajos de pérdida de fluidos, y consecuentemente el coeficiente de fluido de fractura, indican que la espuma tiene varias ventajas como fluido fracturante.

Debido al bajo *leakoff* del fluido durante el tratamiento, éste es más eficiente. Son formadas fracturas con áreas más grandes, usando espumas con el mismo gasto de inyección y volumen

total de tratamiento, que con fluidos con *leakoff* mayor. Por lo tanto, deben resultar mayores incrementos en la productividad.

Pueden ser incluidos aditivos de pérdida de fluido en fluidos convencionales, para reducir la pérdida de fluidos a valores tan bajos como los que se tienen con las espumas. Puede que estos aditivos produzcan una reducción considerable de la conductividad de la fractura, sin embargo, como ha sido observado en operaciones de campo y reportado por trabajo de laboratorio de Pye & Smith, la espuma da estas mismas pérdidas bajas de fluido sin la adición de agentes constructores de paredes o sólidos, por lo tanto no causa reducción de la conductividad de la fractura o daño a la formación.

Debido a las bajas pérdidas de fluido, la invasión del fluido de fractura de la formación es pequeña, consecuentemente la reacción entre el fluido de tratamiento y los fluidos del yacimiento o la roca del yacimiento es minimizada, y la posibilidad de causar daño a la formación por estos fenómenos es baja.

Se ha notado que la caída de presión es muy lenta después de que la inyección ha sido completada durante las operaciones de campo, indicando gastos muy pequeños de *leakoff* de fluido subsecuente al tratamiento. Estos gastos de caída de presión son mucho menores que lo de tratamientos convencionales, en los mismos campos con agua gelificada, agua, o agua con aditivos de pérdida de fluido. Esta observación confirma las propiedades de baja pérdida de fluidos de las espumas vistas en el laboratorio, e indica que las espumas usadas son estables para al menos cierta longitud de tratamiento.

### **3.3.2.2 Capacidad de acarreo de arena**

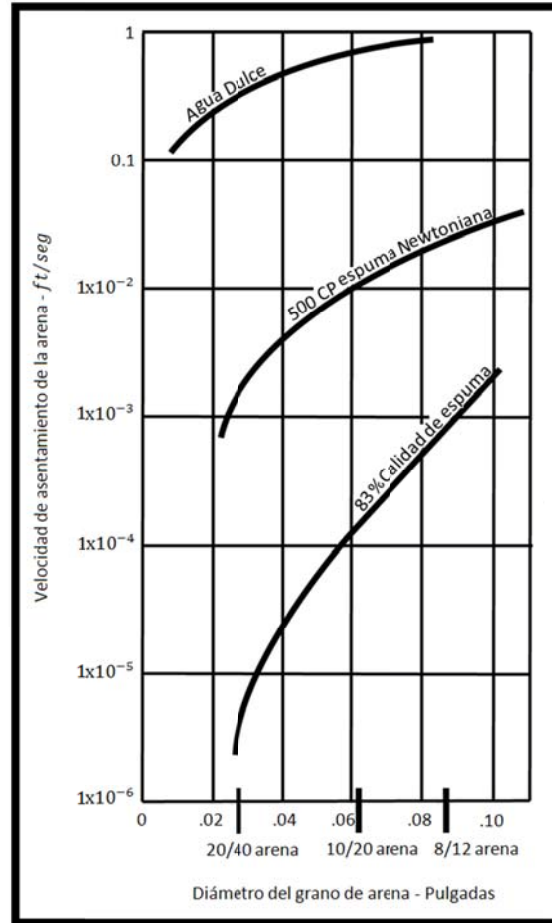
Observaciones de campo durante el tratamiento de fractura indican que las espumas tienen una alta capacidad para cargar y suspender arena. Estas características han sido particularmente notables cuando ha sido necesario detener operaciones por un corto tiempo durante un tratamiento con fluidos cargados de arena en el agujero del pozo. Las operaciones se han resumido con poca o ninguna indicación de asentamiento de arenas fuera del agujero del pozo.

Para evaluar estas características, fue medida la velocidad de asentamiento de varias partículas de arenas de tamaño común, en espuma estática. La tabla 3.5 y la figura 3.22 presentan los resultados de estas mediciones. La velocidad de asentamiento es una función de la viscosidad de la espuma, la tensión interfacial entre la fase gaseosa y líquida, el tamaño de la partícula, y el tamaño de la burbuja. Las velocidades de asentamiento medidas en espumas son mucho menores que las velocidades de asentamiento en agua o agua gelificada (ver tabla 3.5).

Tabla 3.5 - Velocidad de asentamiento de la partícula en espuma estática

Diámetro de la Partícula Pulgadas	Peso Gramos	Espesor de la Espuma Pulgadas	Tiempo de Asentamiento Segundos	Velocidad de Asentamiento $ft/s$
0.028	0.004	0.25	5280	$3.9 \times 10^{-6}$
0.027	0.004	0.25	6480	$3.2 \times 10^{-6}$
0.030	0.005	0.25	8160	$2.5 \times 10^{-6}$
0.040	0.012	0.50	1426	$2.9 \times 10^{-5}$
0.041	0.012	0.50	1381	$3.0 \times 10^{-5}$
0.060	0.040	3.00	1530	$1.6 \times 10^{-4}$
0.064	0.043	3.00	1728	$1.4 \times 10^{-4}$
0.061	0.041	6.00	1680	$1.5 \times 10^{-4}$
0.088	0.126	6.00	630	$7.9 \times 10^{-4}$
0.090	0.129	6.00	641	$7.8 \times 10^{-4}$
0.086	0.129	6.00	542	$9.2 \times 10^{-4}$
0.106	0.225	6.00	171	$2.9 \times 10^{-3}$
0.098	0.214	6.00	204	$2.5 \times 10^{-3}$
0.100	0.240	6.00	110	$4.5 \times 10^{-3}$





**Figura 3.22.- Velocidad de asentamiento de la arena en una espuma estática y 500 cp en fluido Newtoniano**

La velocidad de asentamiento de partículas de diámetro pequeño es mucho menor que la predicha por la ley de Stokes. La diferencia se reduce cuando el tamaño de la partícula aumenta.

Se infiere que son retenidas partículas mucho más pequeñas que el tamaño de la burbuja, dentro de las burbujas de gas y no tienen velocidad de asentamiento.

Abbott midió la velocidad de resbalamiento de partículas esféricas en una espuma fluyente. Sus resultados muestran que la velocidad de resbalamiento incrementa proporcionalmente con el incremento de la viscosidad efectiva. Los incrementos de la viscosidad efectiva pueden ser causados por el aumento de la calidad de espuma, o el decremento de la tasa de cambio de velocidad (velocidad de flujo). Tanto la calidad de espuma y velocidad de flujo, varían considerablemente durante un tratamiento, y estas dos propiedades generalmente varían a través de un amplio rango en el sistema de fractura a un tiempo dado. Debido a la variación de las velocidades de flujo, en muchos casos la habilidad de acarreo de arena del fluido es mayor en la fractura, permitiendo la colocación de más arena de la que es posible con los fluidos convencionales.

Al final del tratamiento, cuando el flujo es detenido, la espuma suspende la arena hasta que la fractura “se cura” o se cierra sobre el material apuntalante, como es indicado por las velocidades de asentamiento muy bajas en la espuma estática. El área de la fractura apuntalada es por lo tanto casi tan grande como el área de fractura creada, resultando en mayores incrementos de la productividad que los obtenidos cuando la arena se asienta en el fondo de la fractura, y la proporción de área apuntalada a área creada es mucho menor a uno.

Además, si la operación de inyección debe ser detenida, con fluido cargado de arena en el agujero del pozo, la espuma suspenderá la arena por un tiempo considerable.

### **3.3.2.3 Viscosidad de la espuma**

Como se mencionó previamente, Mitchell ha descrito la viscosidad efectiva de la espuma y mostró que se comporta como un fluido plástico de Bingham, de acuerdo a las ecuaciones:

para tubería,

$$\mu_e = \mu_p + 6.646 \frac{\tau_y d_i}{v} \dots\dots\dots(3.30)$$

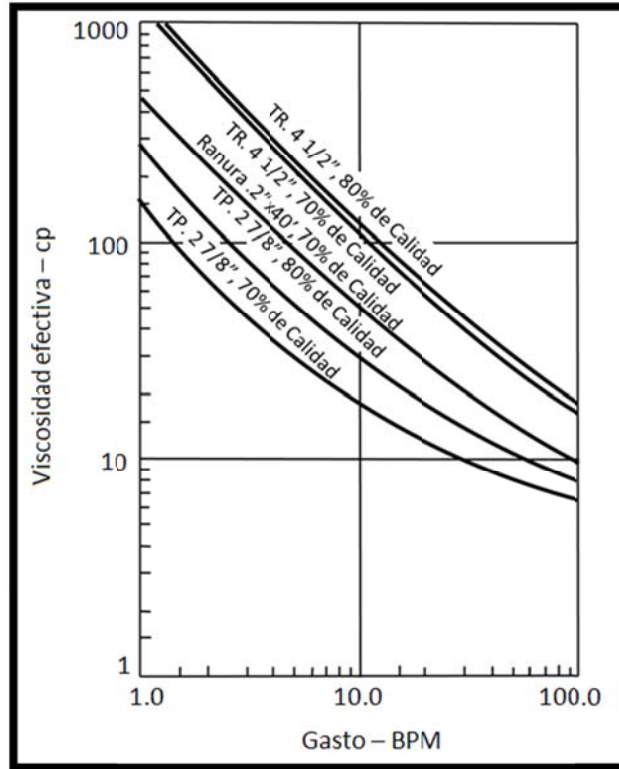
para una anula concéntrico,

$$\mu_e = \mu_p + 4.490 \tau_y \left( \frac{d_i - d_o}{v} \right) \dots\dots\dots(3.31)$$

para una ranura,

$$\mu_e = \mu_p + 7.162 \frac{\tau_y W^2 h}{q} \dots\dots\dots(3.32)$$

La figura 3.23 muestra la velocidad efectiva como una función del gasto, para 70% y 80% de calidad de espuma en ambas TR de 4 1/2 pulgadas y TP de 2 7/8 pulgadas. La viscosidad efectiva también es mostrada para flujo en una ranura de 0.2 pulgadas, por 40 pies, por 70% de calidad de espuma. La viscosidad efectiva decrece con gastos crecientes y calidad decreciente. Los cambios en la viscosidad causados por cambios modestos de la tasa de cambio de velocidad (velocidad de flujo), y la calidad, son suficientemente grandes para causar grandes variaciones de caídas de presión durante tratamientos.



**Figura 3.23.-Viscosidad efectiva de la espuma en tuberías y ranuras.**

Como es mostrado por Blauer, Mitchell, y Kohlhaas; 1974, las ecuaciones 3.30 y 3.31 podrían ser usadas para calcular la viscosidad efectiva. Las caídas de presión debido a la fricción podrían ser calculadas con estas viscosidades, y las ecuaciones para fluidos Newtonianos. El número de Reynolds es usado para determinar el régimen de flujo y el factor de fricción es obtenido de un diagrama de Moody convencional.

A perdida de presión por fricción es

$$\frac{\Delta P}{\Delta l} = \frac{f \rho_f v^2}{25.8 d_i} \dots\dots\dots(3.33)$$

Debido a que el volumen de la fase de gas de la espuma varía considerablemente como una función de presión, calidad de espuma, velocidad y viscosidad variarán considerablemente como una función de presión. Por lo tanto, la ecuación (3.33) puede ser usada para calcular la caída de presión sólo si el total de la caída de presión es pequeña. Así, para propósitos de diseño, una sarta de tratamiento larga de TR o TP es dividida en segmentos, la caída de presión calculada para un segmento y la calidad de la espuma, la densidad de la velocidad, y la viscosidad corregida a la nueva presión. El cálculo es repetido hasta que el cambio es despreciable. La caída de presión para el siguiente segmento es calculada de la misma forma. El proceso es repetido hasta que la caída de presión para cada segmento ha sido determinada. La caída total de presión es la suma de las caídas de presión para cada segmento.

Para el cálculo de los cambios de presión en cada segmento la diferencia debido a la cabeza debe ser incluida:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{Total} = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{Fricción} + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{Cabeza} \dots(3.34)$$

Y

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{Cabeza} = -0.052\rho_1 \left(\frac{100-\Gamma}{100}\right) \dots\dots\dots(3.35)$$

Los cambios de volumen de la fase gaseosa son calculados con la ley de los gases reales

$$V_2 = \left(\frac{PV}{zT}\right)_1 \left(\frac{zT}{P}\right)_2 \dots\dots\dots(3.36)$$

La calidad de espuma es después corregida por el cambio de volumen de la fase gaseosa

$$\Gamma_2 = \frac{\Gamma_1}{\frac{V_1}{V_2}(1-\Gamma_1)+1} \dots\dots\dots(3.37)$$

Donde las calidades son expresadas como fracciones decimales

La figura 3.24 muestra caídas de presión calculadas debido a la fricción para flujo de 70% de calidad de espuma, en TR de 4 1/2 pulgadas y TP de 2 7/8 pulgadas. Debe tomarse en cuenta que las pérdidas por fricción son mucho menores que las pérdidas por agua en los mismos conductos. Como resultado los requerimientos de HP para la inyección son menores, no sólo porque la fase líquida es la única fase que requiere bombeo pero también por las caídas de presión menores.

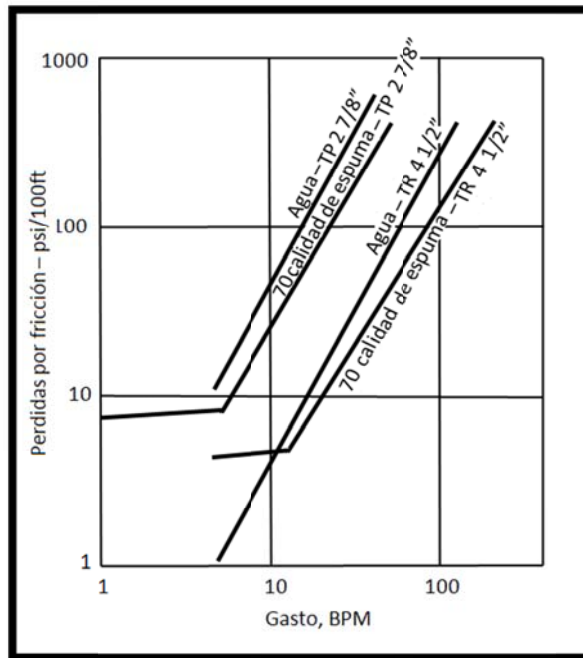


Figura 3.24 - Caída de presión debido a la fricción de espumas fluyendo en la tubería.

Debido a las altas viscosidades muchas espumas están en flujo laminar durante el tratamiento, una condición que es raramente realizada con fluidos en fase líquida. Las bajas caídas de presión debida a la fricción, combinada con medios más eficientes de fracturamiento, significan que muchos pozos podrían ser tratados a gastos deseados a lo largo de la TP, que normalmente serían usados para tratamiento a lo largo de la TR. Sobretodo el costo del tratamiento es por lo tanto reducido.

De acuerdo a la ecuación de Perkins y Kern, para un máximo espesor de la fractura durante el tratamiento con fluidos Newtonianos, la alta viscosidad efectiva de espumas causará anchos de fracturas mucho mayores que las creadas con fluidos convencionales:

Fractura vertical, fluido Newtoniano:

$$W_f = 0.4 \left( \frac{q^2 \gamma L}{E h_f} \right)^{1/4} \dots\dots\dots(3.38)$$

Fractura vertical, espuma no-Newtoniana:

$$W_f = 1.134 \left( \frac{q \tau_y L}{E} \right)^{1/4} \dots\dots\dots(3.39)$$

Fractura horizontal, espuma no-Newtoniana:

$$W_f = 0.15 \left( \frac{q \mu_e r_f}{E} \right)^{1/4} \dots\dots\dots(3.40)$$

Son mostradas comparaciones de anchos de fracturas calculados en el agujero del pozo para 70% de calidad de espuma y agua gelificada (40 lbs agente gelificante/1000 galones de agua), para fracturas horizontales y verticales en la figuras 3.25 y 3.26 respectivamente. Para estos cálculos, se supuso una L de 40 pies y r<sub>f</sub> se supuso 400 pies.

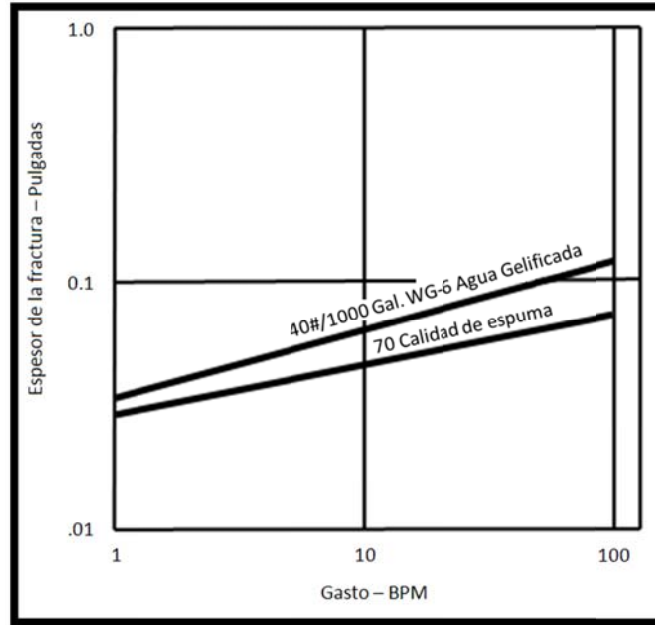


Figura 3.25 - Comparación del espesor de la fractura horizontal de 70% de calidad de espuma y 40 #1000 gal WG-6 agua gelificada.

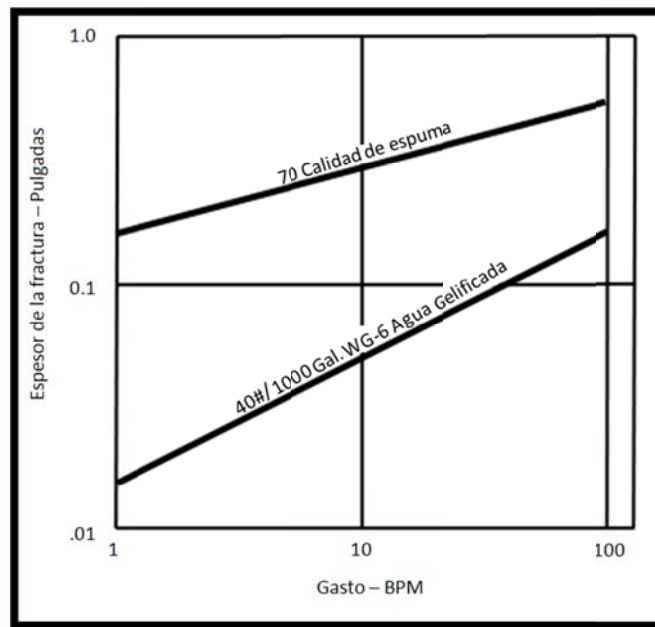


Figura 3.26 - Comparación del espesor de la fractura horizontal de 70% de calidad de espuma y 40 # agua gelificada.

Para fracturas horizontales, la espuma crea menos espesor de fractura a cualquier gasto, que con agua gelificada. Mientras la espuma se mueve del agujero del pozo, la velocidad de flujo disminuirá, la viscosidad se incrementará y el espesor de la fractura aumentará. El diseño de fracturas horizontales, debe seleccionar sólo el gasto suficiente para crear una fractura lo suficientemente ancha para la entrada de arena. Con un espesor estrecho, es creada más área de fractura por unidad de volumen de fluido fracturante inyectado.

El espesor de fracturas verticales es mucho más grande para la inyección de espuma que para el agua gelificada. Muchas zonas las cuales normalmente no admiten arena durante los tratamientos de fractura pueden por lo tanto ser tratadas exitosamente.

#### **3.3.2.4 Otras propiedades**

Debido a que la espuma es inyectada a altas presiones, la reducción de presión en la superficie, al final del tratamiento debido a la abertura del agujero, causa un gran incremento del volumen de gas. Tal incremento generalmente incrementará la calidad más allá de los límites para una espuma estable ( $\Gamma > 95\%$ ) y se formará niebla. La mayoría de la fase líquida del fluido fracturante, es producida de vuelta en esta forma de niebla durante la purga, resultando en la rápida recuperación de fluido. El tiempo de plataforma para limpieza y arranque es reducido.

Debido a que la presión hidrostática de una espuma es muy pequeña, cuando la presión de superficie decae, el fluido en la fractura rápidamente estará a menos presión que el fluido de formación (bajo balance), y el flujo será desde la formación a la fractura poco después del tratamiento. El diferencial de baja presión, tiempo de exposición corto, y la baja pérdida de fluido se combinan para minimizar la entrada de fluido, resultando en daño a la fractura de la formación o cualquier otra formación expuesta en el agujero del pozo.

Los bajos contenidos de líquido reducen requerimientos para la transportación y almacenamiento del agua.

#### **3.3.3 Evaluación de propiedades de espumas y consideraciones de diseño.**

Dos importantes parámetros que describen a la espuma son la textura y la estabilidad. Aunque ambos son factores dominantes en la determinación de la reología de la espuma, tampoco está estipulado pero se asume cuando se diseña un tratamiento de fluido espumoso.

##### **3.3.3.1 Textura.**

La textura del fluido es un parámetro importante que afecta la reología del fluido espumoso. La textura de la espuma es resultado de una clasificación de la espuma de acuerdo a su tamaño de burbuja, forma y distribución dentro de la matriz de la espuma. La textura es una descripción de la manera en la que las burbujas de gas están distribuidas entre toda la fase líquida de la espuma. Esta propiedad no solamente influye la reología de la espuma, sino también a la pérdida de fluido, transporte del apuntalante, y propiedades de limpieza. La textura de la espuma es cualitativa más que un valor cuantitativo, y por lo tanto no se usa un número para describirla; se usa una descripción física. Los factores que afectan la textura de las espumas son la calidad, presión, técnica de generación de la espuma y composición química.

Las espumas son fluidos que dependen de la historia de corte. La textura de la espuma alcanzará un estado de equilibrio a una velocidad de corte en particular. Se producen espumas de textura más fina, dinámicamente más estables, a altas velocidades de corte, alta presión, y con mayores cualidades de surfactante. Reidenbach y cols. observaron que a altas velocidades de corte, se creaban más burbujas finas y uniformes. Esta información indica que a condiciones de fondo de pozo, durante la estimulación con fractura cuando las condiciones de alta presión y el corte están presentes, las espumas tienen una textura fina con burbujas en forma de tubería en paralelo.

Harris determinó mediante experimentación que el tamaño de burbujas de espumas de fluidos de fracturamiento varía de 300 a 1200  $\mu m$  con una distribución de tamaño de las burbujas y tamaños pequeños de burbuja en relación con el conducto de flujo en la fractura, las espumas pueden ser consideradas homogéneas. La densidad es una función de la temperatura, presión y calidad.

Algunos tipos de surfactantes y concentraciones tienen un impacto importante en la textura de la espuma y viscosidad. En general, el tamaño de burbuja se reduce con un incremento en la concentración de surfactantes; un tamaño de burbuja disminuido, incrementa la viscosidad de la espuma. Porque al crear las espumas, se requiere energía para crear nuevas superficies y los surfactantes dan menor tensión superficial, ellos promueven la formación de espumas y son más estables. Por lo tanto, los tamaños de burbuja más chicos requieren mayores concentraciones de surfactante para mantener la estabilidad. Incrementando el gelificante o *crosslinking*, la fase externa incrementa dramáticamente la viscosidad de la espuma, pero la textura no se afecta, relativamente.

#### **3.3.3.2 Estabilidad.**

La estabilidad estática de una espuma es la habilidad de resistir la ruptura de burbuja dando como resultado el colapso de burbuja o coalescencia. La inestabilidad de la espuma puede ser causada por el drenado de líquido de la espuma, resultando de un incremento en la calidad por encima de 0.95 debido a la reducción de presión, calentamiento, ruptura de burbuja o coalescencia.

Un método para cuantificar la estabilidad de la espuma es medir su vida media. La vida media es el tiempo requerido por la espuma para drenar la mitad de su volumen de líquido. Entre más tiempo tome drenar el líquido, más estable será la espuma. Un factor mayor que afecta fuertemente la estabilidad es el método de la generación de la espuma. Además, la vida media experimentalmente medida está en función de la altura de la columna de espuma.

Esos factores que fueron previamente mencionados que producen espumas con texturas más finas también producen espumas más estables. Factores tales como tipo de surfactante, concentración, presión incremental, y mayores entradas de energía mecánica, generan espumas más estables. Para mayores temperaturas tales como aquellas que existen en el fondo del pozo, la estabilidad dinámica de las espumas se basa en el tipo de surfactante y concentración más que en la adición de espesantes (estabilizadores de polímeros). No es conocido qué gastos son necesarios para mantener la estabilidad dinámica en las fracturas, o si esas condiciones existen típicamente.



Pruebas de vida media han mostrado que el uso de gelificantes incrementa la estabilidad estática de las espumas y el uso de *crosslinkers* alarga significativamente la vida promedio. La adición de *gelificantes* y *crosslinkers* incrementa dramáticamente tanto la viscosidad como la estabilidad estática de la espuma. La gráfica de la vida media vs calidad de la espuma se muestra a continuación:

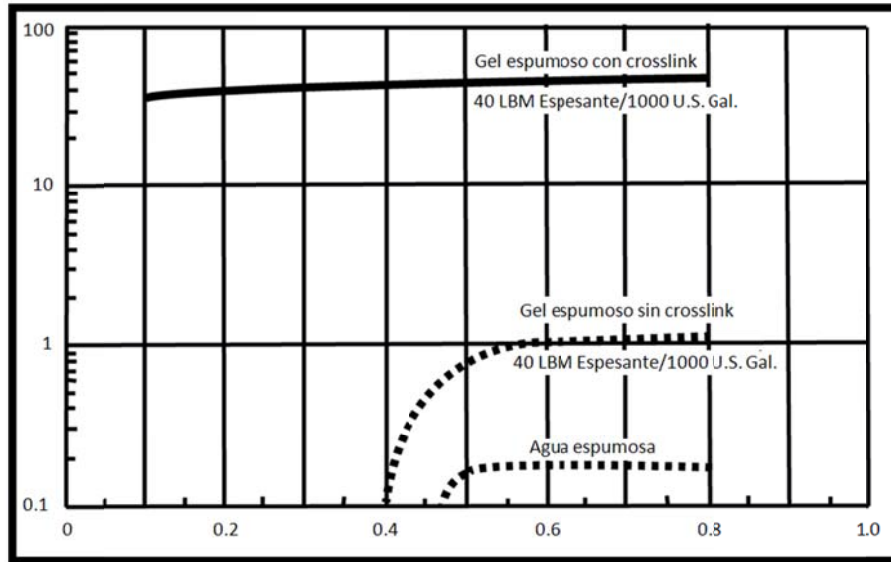
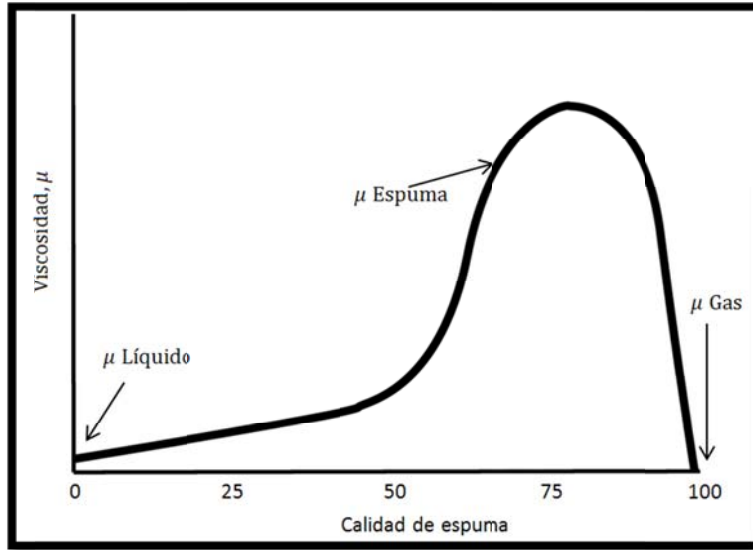


Figura 3.27 – Gráfica de vida media contra fluidos espumosos.

### 3.3.3.3 Efectos de calidad en viscosidad de la espuma.

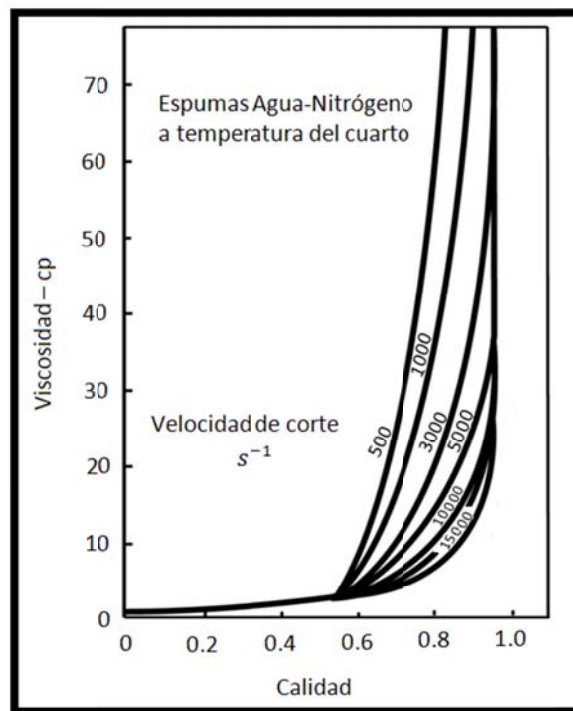
La viscosidad del fluido de estimulación es valiosa en la determinación de pérdida de líquidos, capacidad de llevar apuntalante, caída de presión por fricción, y con un menor grado, el ancho de fractura. Debido a la naturaleza de las espumas, el carácter reológico de los fluidos espumosos es difícil de cuantificar. La viscosidad de la espuma depende sobre todo de la calidad de la espuma y la viscosidad de la fase externa del fluido. Los fluidos de estimulación están sujetos a variaciones de presión desde la superficie hasta condiciones de fondo de pozo; por lo tanto, la calidad de la espuma y la viscosidad cambiarán en consecuencia. Para superar las condiciones cambiantes experimentadas durante la estimulación, los fluidos espumosos son diseñados para alcanzar una calidad específica a condiciones de fondo de pozo.

Blauer describió el efecto de la calidad de la espuma en la viscosidad mediante la división de rangos de calidad de espumas dentro de regiones de distintas interacciones de burbujas. Las burbujas esféricas están dispersas uniformemente en toda la espuma, las burbujas no están en contacto unas con otras, y el flujo es Newtoniano. Sobre una calidad de 52%, las burbujas esféricas están ligeramente empaçadas en arreglos cúbicos y en contacto unas con otras durante el flujo, resultando en un incremento en la viscosidad. A una calidad de espuma de 74%, las burbujas se deforman de esferas a formas de tubos paralelos durante el flujo. En este rango ocurren máximas viscosidades de espuma. Sobre calidades de 95%, las espumas no son más estables, y se forma una niebla. Gráficamente, el efecto de la calidad de la espuma se muestra en la siguiente figura:



**Figura 3.28 – Gráfica de calidad de la espuma contra viscosidad de la espuma.**

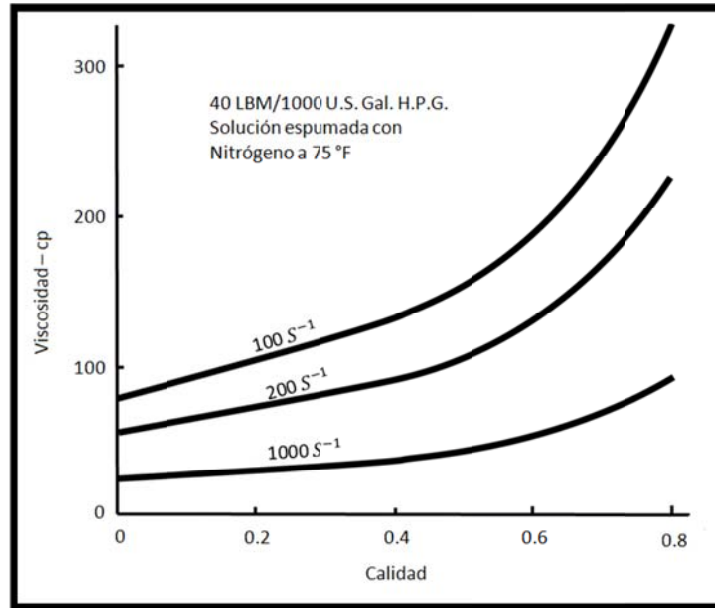
Un efecto mayor que afecta la calidad de la espuma es la velocidad de corte, que se impone sobre la espuma. Mitchell mostró la relación entre viscosidad, calidad y velocidad de corte para espumas externas Newtonianas.



**Figura 3.29 – Gráfica mostrando el efecto de la calidad de la espuma y velocidad de corte en la viscosidad de espumas de  $N_2$  líquido a temperatura ambiente.**

Las espumas con calidades menores a 55% son fluidos Newtonianos. Espumas con calidades sobre 55% exhiben propiedades de adelgazamiento de corte. Espumas a una calidad dada tienen viscosidades menores aparentes a mayores velocidades de corte.

Las espumas que están compuestas de fluidos no Newtonianos de fase externa no se comportan de forma similar a fluidos espumosos Newtonianos. Las viscosidades de fluidos espumosos no Newtonianos son totalmente dependientes de la velocidad de corte y adelgazamiento de corte.



**Figura 3.30 – Gráfica mostrando el efecto de la calidad y velocidad de corte en sistemas de espumas gelificadas.**

#### **3.3.3.4 Fricción de la espuma.**

La presión de fricción y las viscosidades son dos características físicas importantes de los fluidos para estimulación de pozos. La presión de fricción, hidrostática del fluido y gradientes de fractura determinan la presión mínima de bombeo necesaria en superficie para mantener un crecimiento de la fractura. Algunas veces la presión de fricción es el factor determinante así como las configuraciones de fondo de pozo necesarias para mantener una presión en superficie mínima.

Ciertos métodos de cálculo de presión de fricción involucran el uso de cartas de presión que están en la forma de caída de presión por longitud de la tubería contra el gasto de la espuma. Estos tipos de carta incorporan calidad de la espuma y geometría tubular pero puede descuidar la consideración de uno o más parámetros tales como temperatura, presión, textura de la espuma, tipo de polímeros o surfactantes y concentración. Cada uno de estos parámetros es a menudo no especificado pero afecta drásticamente la presión de fricción de las espumas.

### **3.3.4 Criterio de diseño de espumas de fracturamiento.**

Cuando se diseña un tratamiento de fracturamiento, la selección apropiada del fluido es muy importante. Debido a que el pozo específico contrasta, la selección del fluido correcto para el tratamiento es difícil. Las características son:

- Pérdida de fluido.
- Compatibilidad con la formación y fluidos in-situ.
- Reología y fricción.
- Efectos del apuntalante.

#### **3.3.4.1 Pérdida de fluido.**

Los fluidos espumosos tienen características de *leakoff* controladas por viscosidad. Las espumas altamente gelificadas o con *crosslinkers* desarrollarán características de una barrera. El mecanismo de control *leakoff* de fluidos espumosos que son *crosslinked*(\*) o altamente gelificadas tendrán que ser determinadas por métodos de mini-fractura o en laboratorio. Las espumas que son ligeramente gelificadas o usan un surfactante no formarán enjarre, y por lo tanto el control de fuga del fluido permanece dominante por la viscosidad. El control total de *leakoff* de fluido espumoso es mucho menor que aquel de agua gelificada y los espumosos son más eficientes. Asumiendo que los gastos y los volúmenes inyectados son los mismos, la espuma, que es un fluido más eficiente, creará fracturas con mayor área. Esta característica resultará en mayor incremento de la productividad usando espumas en lugar de agua gelificada.

#### **3.3.4.2 Compatibilidad con el fluido de la formación.**

Los fluidos espumosos son mezclas de gases y líquidos. La relación volumétrica de gas está dada por la calidad de la espuma para fluidos de estimulación. Está designada a estar entre 70 y 85%. La relación de gas permanece alta por muchas razones y por lo tanto, un volumen reducido de líquido hará contacto con la formación. Por esta razón, la posibilidad de causar daño en la formación es reducida.

Los fluidos espumosos tienen baja pérdida de líquido en formaciones de baja permeabilidad. Como resultado, la invasión de fluidos fracturantes es baja, y consecuentemente la reacción entre el fluido de tratamiento y el fluido del yacimiento o la roca está minimizada. Debido a la naturaleza energizante de los fluidos espumosos, la cantidad de tiempo que están en contacto con la formación se mantiene al mínimo. Si se le permite asentar por periodos extendidos a condiciones de fondo de pozo, estos fluidos perderán la energía disponible del gas. El gas se disipa dentro de la formación. Por esta razón, el tiempo de contacto de la espuma en la formación es minimizado, y los potenciales efectos de los daños se reducen más. Las espumas son muy compatibles aún con las formaciones más sensibles. Los volúmenes de líquido reducidos, tiempo de contacto, y pérdida de fluido hacen a las espumas uno de los fluidos más versátiles para estimulaciones poco profundas de formaciones sensibles.

**3.3.4.3 Reología y fricción.**

La reología es un criterio importante en el diseño de un tratamiento de estimulación ya que varios elementos importantes de diseño son afectados por las predicciones reológicas. La presión de fricción es dependiente a la reología del fluido, y la presión de superficie del tratamiento es directamente dependiente a la presión de fricción del fluido. La determinación del ancho y longitud de la fractura y predicciones económicas de simuladores de fractura usan predicciones reológicas. Así, un modelado preciso de las propiedades actuales reológicas de la espuma, permiten la predicción del éxito del tratamiento de fractura y presiones de superficie del tratamiento.

Matemáticamente, los modelos se expresan como:

Bingham plastic:

$$\tau = \tau_{yp} + \mu_p \delta \dots\dots\dots(3.41)$$

Donde,  $\tau$  es el esfuerzo cortante,  $\tau_{yp}$  es el esfuerzo cortante al límite de elasticidad,  $\mu_p$  es la viscosidad plástica y  $\delta$  es la velocidad de corte.

Ley de poder.

$$\tau = K'_f (\delta)^n \dots\dots\dots(3.42)$$

Usando el modelo Hershel Buckley de tensión-deformación, la pérdida de presión para fluidos espumosos en tubería puede determinarse por:

$$\tau_w = (dx\Delta P)/(4L) \dots\dots\dots (3.43)$$

Donde, d es el diámetro interno de la tubería,  $\Delta P$  es el diferencial de presión y L es la longitud de la tubería.

La velocidad de corte puede escribirse como:

$$\delta = (8xv)/d \dots\dots\dots(3.44)$$

Donde, v es la velocidad promedio del fluido y d es el diámetro interno de la tubería.

$$\frac{d\Delta P}{4L} = \tau_{yp} + K'_f \left[\frac{8v}{d}\right]^n \dots\dots\dots(3.45)$$

**3.3.4.4 Efectos del apuntalante.**

La introducción de un apuntalante dentro de los fluidos de estimulación aumenta la dificultad de predecir la caída de presión debido a la fricción. Harris y cols. desarrolló un método analítico muy útil para tomar en cuenta los efectos en la reología por la introducción de un apuntalante.

El método asume que el apuntalante es parte de la fase interna, y la calidad de la espuma es incrementada efectivamente. La viscosidad de la espuma acuosa es entonces estimada como si

fuera igual a una espuma libre de apuntalante, la calidad se calcula usando el método de volumen de fase interna.

### **3.3.5 Procedimiento de diseño**

Debido a que los pequeños cambios de presión causan grandes cambios de volumen de la fase gaseosa, velocidad de flujo de la espuma, densidad, calidad, y viscosidad; todos ellos cambian notablemente durante un tratamiento y son muy sensibles a la presión. La presión a todos los puntos en el tratamiento desde la bomba hasta la punta de las fracturas, debe ser cuidadosamente estimada para que las velocidades, densidades, calidades, y viscosidades puedan ser determinadas para cada porción del sistema de flujo. Con esta consideración básica el siguiente procedimiento ha sido usado para el diseño del tratamiento:

- 1.- Estimar la presión de fondo BHP necesaria para fracturar la formación y propagar la fractura.
- 2.- Suponer un espesor y altura de fractura, la cual será abierta durante la inyección.
- 3.- Seleccionar arbitrariamente una calidad de espuma y gasto de inyección de fondo para la fractura.
- 4.- Determinar el coeficiente de pérdida de fluido y la viscosidad para la espuma, a condiciones de fondo de la información del laboratorio con la geometría de fractura supuesta y la presión de fractura.
- 5.- Calcular la geometría de la fractura resultante del tratamiento: altura, espesor y área.
- 6.- Si la geometría de la fractura es aceptable, continuar con el paso 7, si no, suponer otra calidad o gasto y repite los pasos 1 al 5 hasta que resulte una geometría aceptable.
- 7.- Determinar la caída de presión a través de la perforación:

$$\Delta P_{perf} = \frac{\rho_f q_p^2}{8090 A_p^2} \dots \dots \dots (3.46)$$

- 8.- Estimar la calidad de espuma, velocidad, densidad, y viscosidad al fondo del agujero del pozo dentro de la tubería. Estos valores serán los mismos que en los pasos 3 y 4 si  $\Delta P_{perf}$  es pequeña.
- 9.- Dividir el conducto del fluido, TP o TR, en segmentos. Calcular la diferencia de presión durante el tratamiento para cada segmento. Hacer las correcciones necesarias a velocidades, viscosidades, densidades y calidades y repetir los cálculos hasta que los cambios se vuelvan despreciables.
- 10.- Repetir el paso 9 para cada segmento hasta que las condiciones de cabeza de pozo sean determinadas: Calidad de espuma, presión de inyección, y gasto superficial de inyección.
- 11.- Si las condiciones de superficie calculadas no son aceptables empezar de nuevo con el paso 3, y nuevas suposiciones en cuanto a la calidad de espuma y gasto de inyección en el fondo.

Debido a la sensibilidad de las propiedades de la espuma para cambios de presión, gasto, y otras condiciones de operación, pequeños cambios de condiciones de operación pueden causar cambios significantes en el comportamiento y resultados del tratamiento. Las eficiencias del tratamiento pueden ser alteradas notablemente por aparentemente despreciables variaciones de técnica de operación, condiciones, equipo, y comportamiento. Por esta razón, los tratamientos deben ser monitoreados y supervisados estrechamente, y cualquier alteración de las condiciones de diseño debe ser rápidamente analizado en el campo durante el tratamiento y las modificaciones necesarias para proceder, o las condiciones instituidas rápidamente. La experiencia ha mostrado que las condiciones de tratamiento pueden ser analizadas tales como la presión de superficie puede ser predicha dentro del 5% de presión de superficie medida.

El mismo tipo de precauciones son requeridas cuando se estén haciendo pruebas de presión a las líneas de tratamiento de  $CO_2$  con un sistema de mezclado como con uno de espumas. Para monitorear los gastos superficiales de  $CO_2$ , dos turbinas de flujo a alta presión conectadas en paralelo como con el sistema espumoso de  $CO_2$  previamente discutido (ver figura 3.31), son necesitadas. Finalmente, para mantener un volumen constante de  $CO_2$ -a-fluido-base en la superficie cuando los apuntalantes son introducidos, el volumen del apuntalante debe compensar como con el sistema de espuma.

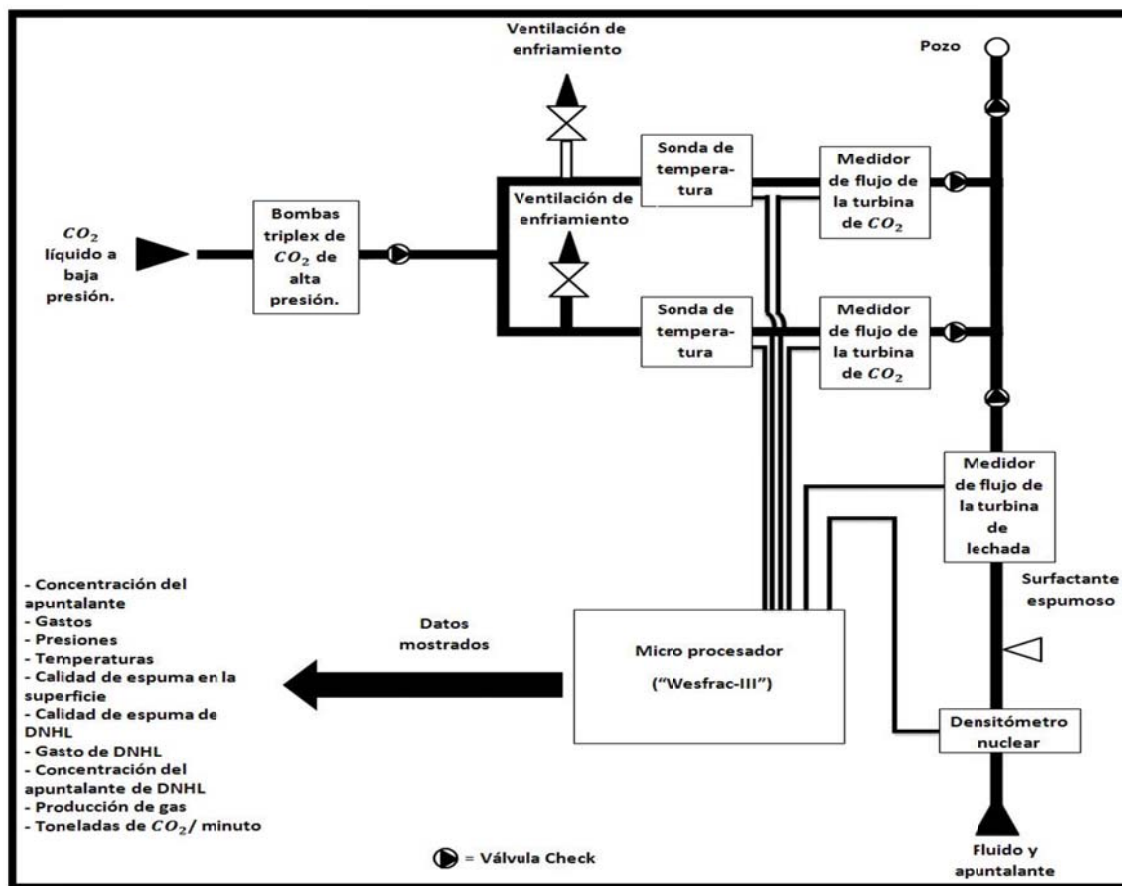


Figura 3.31.-Equipo de medición de espuma

### **3.3.6 Prácticas y procedimientos de seguridad**

Cuando el  $CO_2$  es manejado en el lugar, se deben de tomar algunas precauciones simples para asegurar un tratamiento seguro. Anteriormente, el  $CO_2$  fue descrito como un gas denso y no tóxico a condiciones atmosféricas; debido a la densidad del  $CO_2$  en forma de gas, sin embargo, puede desplazar al aire y provocar asfixia. Para minimizar la exposición, sólo el personal esencial debería estar en el área de inyección de  $CO_2$  y todos los pasos deberían de ser tomadas en cuenta para asegurar la ventilación adecuada y tener un suministro de aire auxiliar.

Cuando el  $CO_2$  es manejado como un líquido frío (0 a  $-20^\circ\text{F}$  [ $-18$  a  $-29^\circ\text{C}$ ]) en el lugar. Los metales expuestos al  $CO_2$  líquido, deberán ser tocados sólo con las manos enguantadas. Se debe tomar cuidado en remover el agua de las líneas de tratamiento. El agua presente en el sistema se congelará y generará un tapón. Para remover el agua del sistema, las bombas y las líneas de tratamiento de  $CO_2$  deben ser limpiadas con un rápido flujo de combustible diesel.

Es esencial evitar cualquier situación en la cual el  $CO_2$  pueda estar atrapado sin ningún método de seguridad de alivio de presión. Por lo tanto las válvulas de alivio de presión deben ser colocadas en puntos bajos en líneas de tratamiento donde los fluidos densos tenderán a recolectarse y en tubos flexibles de  $CO_2$  de baja presión. Permitir a la presión del sistema de  $CO_2$  caer debajo de 63 psi [ $4.43038 \text{ kg/cm}^2$ ] causará un rápido enfriamiento y solidificación del  $CO_2$ . El  $CO_2$  sólido podría formar un tapón y de nueva cuenta crear condiciones explosivas. Así las válvulas de alivio de presión deberán establecerse arriba de 63 psi [ $4.43038 \text{ kg/cm}^2$ ]. Finalmente, para incrementar el margen de seguridad para operadores de bombas de  $CO_2$ , todas las bombas y válvulas deberán ser operadas desde ubicaciones remotas.

### **3.3.7 Aspectos económicos.**

Conforme los precios del petróleo se moderan, la optimización económica de los tratamientos de estimulación se incrementa urgentemente. Un sistema energizado o de espumas debe ser considerado cuando:

- (1) La zona está bajo-presionada y la recuperación del fluido de fracturamiento es cuestionable,
- (2) La formación es sensible a contactos por fluidos externos, o
- (3) Una baja viscosidad, cercana al fluido de soporte perfecto es deseada para minimizar el crecimiento de la altura de la fractura.

Si es decidido que un componente energizante deberá de ser usado. La decisión entre  $CO_2$  y  $N_2$  debe ser hecha.

Una consideración importante es que  $N_2$  es suministrado y bombeado por la compañía proveyendo el servicio de estimulación mientras que el  $CO_2$  es normalmente suministrado por un contratista externo.

Debido a que la ocupación primaria de los proveedores de  $CO_2$  no está relacionada al campo, ellos no proveen equipo especializado de inyección para aplicaciones de fracturamiento. En contraste el



tratamiento de  $N_2$ , es especializado a tal grado de que se encuentran listas y disponibles unidades consolidadas de bombeo/transporte.

Cuando el  $CO_2$  es bombeado, muchas piezas separadas del equipo deben ser conectadas para formar un sistema de inyección totalmente separado antes de que el bombeo pueda comenzar. Por lo tanto, la economía del bombeo de  $CO_2$  en pequeños tratamientos no es tan atractivo como para el  $N_2$ . También es exigido normalmente por los proveedores de  $CO_2$ , un orden mínimo de al menos 15 toneladas [13.6Mg].

Otro punto es que debe ser considerado el periodo de cierre durante el tratamiento. Debido a la solubilidad del  $CO_2$  en los fluidos de tratamiento, tiempos de cierre más largos que para el  $N_2$  podrían ser tolerados sin pérdida excesiva de la energía del gas.

Sin embargo, en pozos muy someros y de bajas temperaturas, pueden ser requeridos tiempos de cierre mayor con el  $CO_2$  en vez de con el  $N_2$  para permitirle calentarse lo suficiente para vaporizar. Los parámetros y requerimientos específicos para cada situación de estimulación deben ser analizados cuidadosamente antes de que la decisión de que gas usar sea tomada.

La ventaja principal que tienen los fluidos carbonatados sobre fluidos nitrificados, son las densidades más grades cuando son tratadas formaciones profundas con altas presiones de fracturamiento. Las presiones hidrostáticas incrementadas con  $CO_2$ , comparadas con las de  $N_2$ , pueden resultar en presiones superficiales de tratamiento mucho menores. En tuberías pequeñas (2 7/8- y 2 3/8-in [7.3cm- y 6.03-cm]), las propiedades de fricción de las espumas de  $CO_2$  observadas en el campo son similares a las presentadas por 9 a 10 lbm [4.08 a 4.54 Kg] de agua de salmuera. Sin embargo, las presiones superficiales para los tratamientos con espuma de  $CO_2$  todavía podrían ser de 1500 a 3000 psi [105.485 a 210.970  $kg/cm^2$ ] más bajos que un tratamiento con  $N_2$ . En pozos muy profundos, o en cualquier pozo con presión de fracturamiento muy alta, el uso de  $CO_2$  en vez del  $N_2$  puede reducir la presión superficial de tratamiento a tal grado que se pueden ahorrar miles de dólares en cargos a HP hidráulico. Muchos pozos han sido tratados con espumas de  $CO_2$  simplemente porque las limitaciones de la presión de los tubulares no permitirían el tratamiento con espumas de  $N_2$ .

### **Nomenclatura**

A = Área transversal del paquete de arena,  $ft^2$

Ap = Área transversal de una perforación,  $ft^2$

$C_I$  = Coeficiente de pérdida de fluido para el fluido de fractura,  $ft/\sqrt{min}$

$C_{II}$  = Coeficiente de pérdida de fluido para el fluido de formación,  $ft/\sqrt{min}$

$C_{III}$  = Coeficiente de pérdida de fluido para el fluido de construcción de pared,  $ft/\sqrt{min}$

$C_T$  = Coeficiente de pérdida de fluido total,  $ft/\sqrt{min}$

$c_r$  = Coeficiente de la compresibilidad isotérmica para los fluidos del yacimiento,  $psi^{-1}$

$d_i$  = Diámetro interno de la tubería, pulgadas

$d_o$  = Diámetro externo de la tubería, pulgadas

E = Modulo de elasticidad de Young, psi

f = Factor de fricción

h = Altura de la ranura, pies

$h_f$  = Altura de la fractura vertical, pies

$k_f$  = Permeabilidad de la roca de yacimiento al fluido de fracturamiento, mD

$k_r$  = Permeabilidad de la roca de yacimiento al fluido del yacimiento, mD

L = Longitud de una fractura vertical, medida del agujero del pozo, ft

l = Longitud de la TR o TP, ft

P = Presión, psi

q = Gasto, bpm

$q_p$  = Gasto por perforación, gal/min

$r_f$  = Radio de una fractura horizontal, ft

t = Tiempo, minutos

V = Volumen de fluido desplazado del paquete de arena,  $ft^3$

$V_{1,2}$  = Volumen de la fase de gas a condiciones de presión 1 y 2,  $ft^3$

W = Espesor de la ranura, pulgadas

$W_f$  = Espesor de la fractura, pulgadas

F = Calidad de espuma, decimal

$k_{fl}$  = Coeficiente de pérdida de fluido,  $ft/\sqrt{min}$  [ $m/\sqrt{min}$ ]

n = Número de moles

p = presión, psia [KPa]

$P_{dh}$  = presión de fracturamiento in situ, psia [KPa]

$P_s$  = Presión de superficie

$P_{sc}$  = Presión estándar, 14.7psia [101.4 KPa]

$S_{sw}$  = solubilidad en agua del  $CO_2$ , scf/bbl [std  $m^3/m^3$ ]

T = Temperatura, R [K]

$T_{dh}$  = Temperatura in situ promedio, R [K]

V = Volumen, scf [std  $m^3$ ]

$V_{CO_2}$  = Volumen de  $CO_2$ , scf [std  $m^3$ ]

$V_{dh}$  = Volumen a  $P_{dh}$  y  $T_{dh}$ ,  $ft^3$  [ $m^3$ ]

$V_F$  = Volumen de espuma, bbl [ $m^3$ ]

$V_{sc}$  = Volumen a  $P_{sc}$  y  $T_{sc}$ ,  $ft^3$  [ $m^3$ ]

Z = Factor de compresibilidad

$z_{sc}$  =  $CO_2$  factor de compresibilidad a  $P_{sc}$  y  $T_{sc} = 1$

$z_{dh}$  =  $CO_2$  factor de compresibilidad a  $P_{dh}$  y  $T_{dh}$

### **Símbolos griegos**

$\Gamma$  = Calidad de la espuma, gasto del volumen de la fase gaseosa, fraccional o porcentaje

$\Upsilon$  = Gravedad específica

$\Phi$  = Porosidad de la roca del yacimiento, fraccional

$\mu_e$  = Viscosidad efectiva, cp

$\mu_f$  = Viscosidad del fluido de fracturamiento, cp

$\mu_p$  = Viscosidad plástica, cp

$\mu_r$  = Viscosidad del fluido del yacimiento, cp

$\rho_f$  = Peso específico del fluido fracturante (espuma), lbs/gal

$\rho_i$  = Peso específico de la fase líquida (espuma), lbs/gal

$\tau_y$  = Límite elástico, lbf/100  $ft^2$

**CAPITULO IV: APLICACIONES REALES DE TRATAMIENTOS CON  $CO_2$  Y  $N_2$ .****4.1 Historial exitoso de aplicaciones del sistema de fracturamiento con  $CO_2$  y  $CO_2/N_2$ .**

1. El primer tratamiento de fracturamiento con espuma fue realizado en enero de 1968. Este tratamiento utilizó aproximadamente 2041 kg (4500 lbm) de maya de 12-/20 de apuntalante de vidrio con aproximadamente 83 a 85 % de calidad de espuma para estimular la formación de esquisto Brown en Lincoln Country, West Virginia.
2. Se terminó un pozo de aceite en la formación Redford en Kingsfisher country, OK. El pozo fue tratado con 75.7 m<sup>3</sup> (20,000 gal) de espuma de 75% de calidad 2% KCL/agua y 9979 kg (22,000 lbm) de arena de 20/40. La producción inicial después del tratamiento fue de 18.3 m<sup>3</sup>/d (115bopd).
3. Se perforaron 8 pozos en piedra caliza de la formación Pettit en Arkansas a profundidades de 1280 a 1448 m con un promedio de porosidad de 15% y permeabilidad de 10 md. La producción inicial promediada fue de 4.8 m<sup>3</sup>/d de aceite; 30 días después de la terminación, la producción había declinado de 1.6 a 2.4 m<sup>3</sup>/d de aceite. Fueron hechos cuatro pozos con tratamientos convencionales de fracturamiento acidificado con 37.8 m<sup>3</sup> de mezcla de ácido mineral y orgánico. Estos pozos fueron lentamente limpiados y se requirió una unidad de limpieza de raíz para recuperar la mayor parte de los fluidos de fracturamiento. La producción inicial después de estos tratamientos estuvo en el rango de 5.9 a 12.7 m<sup>3</sup>/d de aceite. Cuatro semanas más tarde, la producción había declinado a la original 1.6 a 2.4 m<sup>3</sup>/d de nivel de aceite. Los otros cuatro pozos fueron estimulados con un ácido espumoso con calidad de 60-65%, que utilizó una mezcla de 15.1-22.7 m<sup>3</sup> de ácidos minerales y orgánicos. El volumen total de la espuma acidificada fue aproximadamente de 45.4-75.7 m<sup>3</sup>. Estos pozos exhibieron rápida limpieza y fueron puestos a producción durante la noche. Durante el flujo de regreso fue notado que una gran cantidad de finos fueron regresadas después de los tratamientos de espumas acidificadas. La producción inicial después del tratamiento estuvo en el rango de 6.6 a 11.4 m<sup>3</sup>/d de aceite.
4. Dos terminaciones duales en las formaciones Devonian y Ellenburger en el campo bloque 31 del oeste de Texas, presentaron un reto a las operaciones ingenieriles remediales. El Ellenburger produce, a través de la TP mediante bombeo neumático, el Devonian a través del espacio anular. Para acidificar la formación Devonian convencionalmente fue necesario tirar la tubería y el equipo de BN, correr un puente más, correr la tubería, el ácido, limpiar de nuevo, tirar la tubería y el puente conectado, entonces reinstalar el equipo de BN. Esta operación tomó dos semanas. El Devonian fue acidificado con nitrógeno puesto abajo a través del espacio anular sin cambiar el equipo sub-superficial. El pozo estaba fluyendo de vuelta hasta la batería de almacenamiento dentro de 6 horas.
5. Un pozo produciendo con patrón de canalización de agua de 5 puntos en Ward Country, Tex. Había declinado de 2 a 5 BOPD. Después de fracturar con 75.7 m<sup>3</sup> de salmuera gelificada conteniendo 450 scf/bbl de  $CO_2$ , el pozo fluyó la carga de regreso, entonces se estabilizó a 90 BOPD. La compensación de producción del pozo después de un tratamiento comparable sin  $CO_2$ , fluyó solamente 25 BOPD. Nueve meses más tarde el pozo fracturado con  $CO_2$ , estaba todavía produciendo 52 BOPD, el compensado, 15 BOPD.

6. El incremento de producción de un tratamiento remedial de fracturamiento en la arena de the Strawn en el campo Jameson, Coke Country, Texas, fue casi nula. Fracturando con agua más  $CO_2$ , resultó en un incremento de cero a una producción colocada de 21 BOPD en un pozo viejo. Otro fue incrementado de 4 a 15 BOPD mediante un tratamiento similar.
7. Un productor dual de gas de las formaciones Chester y Morrow fue terminado en 1957 en Harper Country, Okla. Después de acidificar, Chester produjo alrededor de 3,000 Mcf/D, pero fue dañado por agua mientras se terminaba la formación Morrow sobre éste. Intentos de volver a obtener la producción original mediante la acidificación fueron inútiles y la zona Chester potencializada sólo por 200 Mcf/D. Durante todo el año entero de 1962, la zona produjo solo 3,000 Mcf. El pozo fue tratado a inicios de 1963 con 94.6 m<sup>3</sup> de ácido que contenía 1,000 scf  $CO_2$ /bbl, Después de limpiar la punta el Chester ha estado produciendo 1,500 Mcf/D a la línea de descarga con una presión de 52.73 kg/cm<sup>2</sup> psi.
8. Diez pozos de inyección de agua en el campo Aneth, San Jun, Country, Utah, fueron tratados cada uno con 5.678 m<sup>3</sup> de ácido más  $CO_2$ . Después del tratamiento los pozos se abrieron para recuperar el ácido gastado, entonces se pusieron a inyección de flujo. Los gastos de inyección de agua se incrementaron de dos a cuatro veces en cada pozo.
9. El dióxido de carbono se ha usado sólo de forma efectiva como fluido de limpieza. Un nuevo fluido en Grayson Country, Tex., no respondió bien a un tratamiento de agua gelificada de 75.7 m<sup>3</sup>. Estaba fluyendo incrementalmente 16 BOPD. 20 000 kg de dióxido de carbón fueron bombeados dentro del pozo y desplazados con menos aceite. Después de este tratamiento, el pozo produjo 31 BOPD.
10. Las propiedades surfactantes del  $CO_2$  fueron utilizadas para remover bloques de emulsión en la formación de San Andrés de tres pozos en Andrews Country, Texas, el tratamiento refinado de aceite-dióxido de carbono incrementó la producción de 30 a 96 BOPD, de 3 a 18 BOPD y de 0 a 41 BOPD.
11. A través de los últimos 10 años, operadores en busca de yacimientos comerciales en the Rome Trough, no han tenido éxito. La mineralogía compleja de la arena the Rome hizo un cambio en el fluido de terminación. Análisis de núcleo indicaron que la formación era sensible a fluidos convencionales, y tratamientos de fracturamiento a altas presiones excluyeron la estimulación con espuma de nitrógeno. Consecuentemente, ingenieros diseñaron espuma de dióxido de carbono, que bombearon a través de tubería de 2 7/8 in J-55 para estimulación de fractura del intervalo the Rome. Los fluidos del tratamiento se limpiaron en 2 días y el pozo comenzó a producir 250 mcf/día. Este único tratamiento permitió a los operadores estimular zonas previamente consideradas inadecuadas para producción comercial, y generó nuevos lugares para perforar.

Por lo tanto, de las ilustraciones de campo anteriores, es muy claro que la estimulación con espumas tiene mejor rendimiento y resultados si se les compara con métodos convencionales.

#### **4.2 Resultados de campo**

Más de 60 pozos han sido fracturados con espumas. La tabla 4.1 enlista las características de tratamientos y resultados para 15 pozos para los cuales alguna historia está disponible: 13 pozos de gas, un pozo de condensado, y un pozo de aceite. Todos los pozos enlistados eran nuevas terminaciones.

Los incrementos de productividad indicados están entre 4-veces y 800-veces, basados en productividades en esos momentos antes y después del tratamiento. Los gastos de producción son de 2 a 15 veces los gastos de pozos convencionalmente fracturados en las mismas áreas. La producción declinó para estos pozos después de que el tratamiento ha sido menos que o igual a los pozos comparables, los cuales fueron fracturados convencionalmente en los mismos campos. La mejora particular de los resultados del tratamiento usando espumas, se nota en formaciones de areniscas o lutitas con baja permeabilidad relativa al gas que son sensibles al agua.

El costo por hacer fracturamiento con espumas es aproximadamente el mismo que para tratamientos convencionales de agua gelificada, de volumen comparable y gastos de inyección para pozos de menos de 1524 m de profundidad. Para tratamientos a profundidades mayores que 1524 m, el volumen de nitrógeno para mantener las propiedades de la espuma, es lo suficientemente grande para que los costos del nitrógeno incrementen el costo del tratamiento. Arriba de 1524 m el costo del nitrógeno es contrarrestado por bajos requerimientos de HP hidráulicos y la ausencia de aditivos químicos.

Por ejemplo, a 670.6 m de profundidad un pozo de gas en el panahandle (Faja estrecha de un territorio que entra en otro) de Texas, puede ser fracturado por \$120000 MXN (aprox.) con 174.1 m<sup>3</sup> de espuma y 24 948 kg de arena de malla 20-40 a 15 bpm. Un tratamiento convencional de este tamaño cuesta \$130000 MXN (aprox.). A 2012 m de profundidad un pozo de gas en Nuevo México puede ser fracturado con 174.1 m<sup>3</sup> de espuma y 1814 kg de arena de mala 20-40 a 14 1/2 bpm en 2 etapas por \$225000 MXN (aprox.). Un tratamiento convencional de este tamaño cuesta \$190000 (aprox.) MXN.

Costos secundarios por transporte y almacenamiento de agua o tiempo de aparejo de limpieza y arranque no son incluidos en estas comparaciones.

#### **4.3 Revisión de los resultados de campo**

Recientemente, varios investigadores han reportado exitosas estimulaciones por fracturas con fluidos que contienen  $CO_2$ . Warnok y cols. describieron el éxito de la espuma de  $CO_2$  en la región Ark-La-Tex, y Harris y cols. reportaron sobre fracturamiento con fluidos de  $CO_2$  en la formación Red Fork en la cuenca de Andarko en Oklahoma. Varios grupos también han reportado estimulación exitosa con fluidos fracturantes de  $CO_2$  en el oeste de Texas y el sureste de Nuevo México. La figura 4.1 muestra las ubicaciones geográficas para estas áreas y varias ubicaciones adicionales que serán presentadas después.



**Figura 4.1 - Ubicaciones donde la estimulación por fractura incluye  $CO_2$  como un aditivo**

La formación Muddy del cretácico (10000 ft [3050 m]) de Campbell County es una arenisca limosa que contiene grandes porcentajes de caolinita y una capa mixta de minerales arcillosos de montmorillonita/illita (ver tabla 4.1). La formación Muddy es muy sensible al contacto de fluidos ajenos; por lo que una poli-emulsión relativamente no dañina (mezcla aceite/agua) como fluido de fracturamiento fue usada en tratamientos de estimulación. Recientemente, la espuma de  $CO_2$  ha mostrado una limpieza más rápida, altos gastos de producción, y mucho menor tasas de declinación de la productividad que esos pozos fracturados con el fluidos de poli-emulsión.

**Tabla 4.1 Porcentaje de mineral en las formaciones Muddy, Frio, Queen City, Olmos, Bend Conglomerate.**

	Formación, % de mineral.				
	Muddy	Frio	Queen City	Olmos	Bend Conglomerado
<b>Cuarzo</b>	38 a 56	50 a 80	70 a 80	40 a 77	65 a 75
<b>Feldespató</b>	37 a 61	5 a 15	cerca de 14	8 a 12	15 a 20
<b>Calcita</b>	0	1 a 18	cerca de 2	1 a 10	cerca de 20
<b>Dolomita</b>	0 a 2	cerca de 4	cerca de 7	0 a 1	0
<b>Siderita</b>	0	cerca de 0	0	0	0
<b>Pirita</b>	0	cerca de 0	0	cerca de 10	0
<b>Caolinita</b>	1 a 3	1 a 6	1 a 3	2 a 4	cerca de 0
<b>Ilita</b>	0	0	0	0	0 a 7
<b>Clorita</b>	cerca de 2	1 a 3	1 a 2	5 a 8	0 a 3
<b>Montmorillonita</b>	0	0	0	0	0 a 2
<b>Capa-mixta Ilita/Montmorillonita</b>	cerca de 3	1 a 16	2 a 7	4 a 15	0
<b>15% de HCl soluble</b>	1 a 5	10 a 50	4 a 10	1 a 11	2.5 a 14
<b>Hierro soluble en ácido</b>	0.2 a 0.3	0.6 a 1.9	0.7 a 1.0	0 a 1.2	0.4 a 2.9

La región de la costa del golfo en el sur de Texas es otra área donde los fluidos con  $CO_2$  son exitosos, La formación Frio (4000 a 11000 ft [1220 a 3355 m]) y la formación Queen City (4000 a 10000 ft [1220 a 3050 m]) ambas responden bien a los tratamientos de espuma de  $CO_2$ , Ambas formaciones son poco consolidadas, areniscas limosas con alto porcentaje de caolinita, clorita y una capa mixta de minerales arcillosos (ver tabla 4.1). Una gran variedad de fluidos de fracturamiento han sido aplicados en ambas formaciones. Sobre todo los tratamientos de espuma de  $CO_2$  tienden a dar una mejor producción y una limpieza más rápida después del fracturamiento.



#### **4.4 Comparación de los resultados de aplicar tres diferentes fluidos de fracturamiento energizados con $CO_2$ , en pozos de campos en Alberta, Canadá.**

En los pasados años, yacimientos superficiales de gas al sur de Alberta a menudo han sido tratados con fracturamiento, con el objetivo principal de minimizar costos de terminación de estos pozos marginales. Estrategias tales como simplificación de logística para tomar ventaja de la escala económica, y reducción de los requerimientos de fluido y gas han sido exitosas alcanzando esos objetivos.

Se discute un proyecto piloto, el cual examina formas para mejorar la economía de ambas formaciones: Medicine Hat y Milk River. El objetivo final del proyecto fue improvisar la economía total por medio del incremento de la producción, en vez que basarse solamente en costos reducidos. Pruebas exitosas proveyeron justificación para futuro espaciado de fondo en el campo. El impacto de variar el gasto de  $CO_2$  líquido relativo al fluido base en 12 pozos fue observado.

Los resultados de producción inicial han sido exitosos y sugieren fuertemente la posibilidad de doblar los gastos de producción a largo plazo,

##### **4.4.1 Introducción**

Campos de gas poco profundos comúnmente existen en la región sureste de Alberta cerca de las formaciones Medicine Hat y Brooks. El gas es típicamente producido de las formaciones Milk River, Medicine Hat y de las areniscas de la formación Second White Speckles el cual consiste en areniscas de grano fino, limolitas e intercalaciones de esquistos arcillosos y lutitas. Estos yacimientos son usualmente de baja permeabilidad y regularmente presentan alto contenido de arcillas. Ya que estas formaciones son también extremadamente sensibles al agua, los tratamientos han utilizado históricamente una variedad de estabilizadores de arcilla. Además, para ayudar a la rápida recuperación de la carga de fluidos y minimizar el daño a la formación, estos tratamientos han sido energizados frecuentemente con pequeñas cantidades de dióxido de carbono líquido o Nitrógeno.

Colectivamente referido como un proyecto, estas terminaciones han sido diseñadas para minimizar el costo y optimizar logística.

Los tratamientos de fractura en estos pozos se han adherido históricamente al mismo principio. Estas consideraciones de diseño han dictado que el volumen más grande de apuntalante sea colocado con una cantidad mínima de fluido, gas y equipo, y hacerlo en varios pozos cada día, de tal modo que se minimicen los costos totales de operación.

(\*)*Crosslinker*: No existe una traducción al español de este término, en México se les llama "Polímeros extendedores de viscosidad", son polímeros con cadenas con cargas, para arcillas con baja densidad de carga y poca capacidad de intercambio de carga, se usan con el fin de crear fluidos de fracturamiento de alta viscosidad, pero controlada. Normalmente son sales metálicas y su función es adherirse a las caras de los arreglos de cada unidad de arcilla, las cuales tienen tres caras paralelas: tetraedro, octaedro y tetraedro, en ese orden. Los polímeros se adhieren a estas caras, facilitando la hidratación de cada unidad de arcilla, para que su estructura se rompa y forme caras y bordes cruzados, que dan como resultado un fluido más viscoso. *Crosslinking* se refiere únicamente al rompimiento de la estructura de las unidades de arcilla, que se da cuando éstas se hidratan y forman bordes y caras cruzadas. *Crosslinked* el fluido altamente viscoso en el que la arcilla que lo compone tiene su estructura con caras y bordes cruzados debido a que está hidratada.

Muchos tratamientos han sido bombeados usando fluidos base agua *crosslinked* (\*) energizados ya sea con nitrógeno o dióxido de carbono líquido. Los requerimientos del fluido han sido minimizados por medio del uso del volumen de fluido de bache colchón *pad* (usualmente menos de  $6 m^3$ ) y altas concentraciones de apuntalante. La mayoría del apuntalante es usualmente bombeado a concentraciones mayores de  $1600 Kg/m^3$  con la mayoría de los tratamientos incluyendo 20 a 30 toneladas de apuntalante de malla 20/40 inyectado TR abajo. Aunque la mayoría de los pozos han usado tradicionalmente 2-3 etapas de fractura, la tubería flexible recientemente se ha vuelto un método común de colocar tratamientos similares en un número incrementado de intervalos en una sola operación de fracturamiento. Colectivamente estas técnicas han permitido que varios tratamientos sean realizados en un solo día mientras significativamente reducen el costo total por etapa.

A pesar del éxito económico de estos proyectos en el pasado, su rentabilidad disminuye conforme más prospectos marginales son evaluados. Un proyecto piloto se realizó para evaluar el impacto de la variación de la cantidad de dióxido de carbono ( $CO_2$ ) líquido relativa al fluido en los tratamientos de fractura. El objetivo fue incrementar la producción sin incrementar substancialmente los costos totales de terminación. Pruebas exitosas proveerán el incentivo económico para proceder con un programa de perforación de relleno en el área.

#### **4.4.2 Descripción del proyecto.**

El proyecto piloto fue diseñado para evaluar los efectos de añadir tres gastos discretos de  $CO_2$  líquido al fluido base. Un total de doce pozos fueron escogidos como candidatos, con cada sistema de fluidos tratando 4 pozos. Estos pozos están localizados en el área Alderson en el sureste de Alberta en los municipios 15 y 16, rango 11, al oeste del 4° meridiano (ver figura 4.2), y fueron seleccionados aleatoriamente en un esfuerzo por minimizar el impacto de la heterogeneidad del yacimiento en el desempeño final de los pozos.

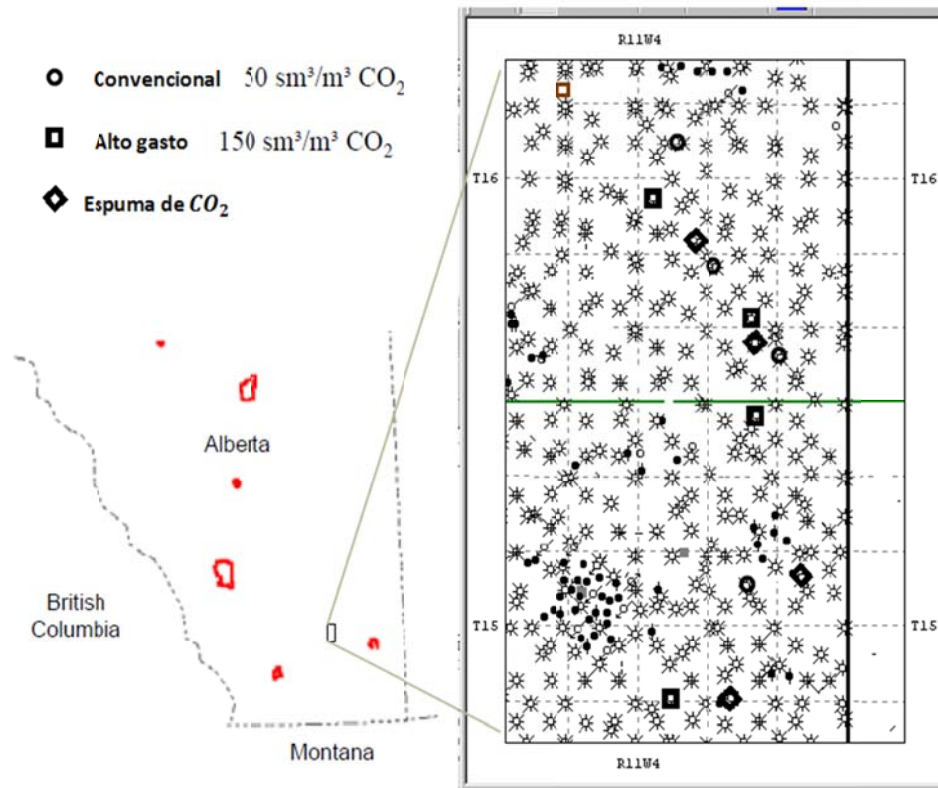


Figura 4.2 - Localización de los pozos de interés.

#### 4.4.3 Diseño del tratamiento

Para este proyecto piloto, el criterio de diseño primordial estipula que cualquiera de los tratamientos propuestos deberá de ser conducido en una manera similar a proyectos que se encuentran en curso en el área. Esto significa que, logísticamente un mínimo de cuatro tratamientos deberían ser completados en un solo día en una base continua. Esto ayudaría a asegurar que el costo total de cualquier tratamiento propuesto no excederá significativamente el costo del diseño convencional.

Una limitación que fue observada fue el uso de 24 toneladas de apuntalante por etapa, ya que esto permitió que el apuntalante sea entregado en un solo remolque de carga. El volumen de  $CO_2$ , y por lo tanto la calidad de espuma, también fue limitada a un solo remolque de carga por tratamiento.

Todos los tratamientos fueron diseñados para usar el menor volumen de fluido de bache colchón *pad* que será suficiente para llenar el agujero del pozo y proveer para la iniciación de la fractura antes de que se añada el apuntalante. Concentraciones altas de apuntalante fueron mantenidas para cada tratamiento con el fin de minimizar los requerimientos de fluidos. El volumen total de fluidos inyectado para cada diseño es ilustrado abajo en la figura 4.3. La concentración máxima de apuntalante agujero-abajo para cada uno de los sistemas fue restringido por ambos, la concentración máxima de mezclado y el efecto de dilución de las variadas concentraciones de

$CO_2$ . La concentración agujero-abajo de apuntalante efectiva de cada sistema es comparada en la figura 4.4.

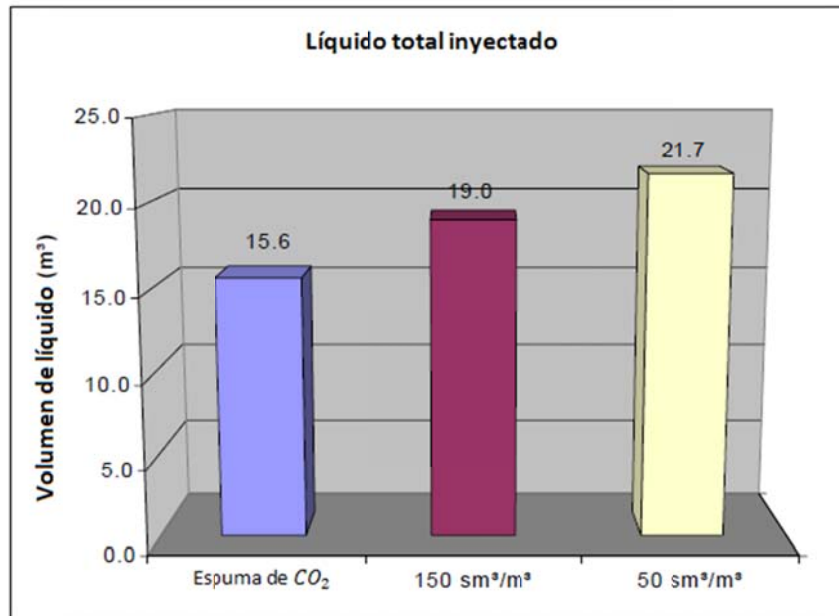


Figura 4.3 - Fluido total inyectado por tipo de tratamiento.

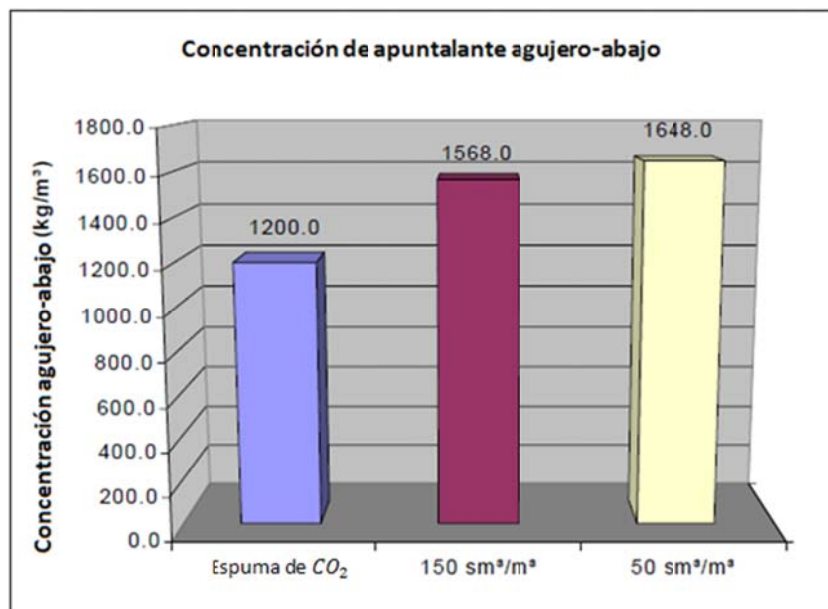


Figura 4.4 - Máxima concentración efectiva agujero-abajo de apuntalante.

$CO_2$  a bajo gasto asistido. El  $CO_2$  a bajo gasto asistido fue realizado como un ejemplo de tratamientos históricos, y para proveer una base sobre la cual comparar sistemas de fluidos

alternativos. El fluido base consistió de un gel de goma guar Carboximetil Hidroxipropil CMHPG (*Carboxymethyl Hydroxypropyl Guar*) de  $3 \text{ kg/m}^3$  en agua con un *crosslinker* circoniado (el cual tiene un reticulante más resistente a la temperatura). El  $CO_2$  líquido iba a ser añadido a  $50 \text{ sm}^3/\text{sm}^3$ . El volumen de fluido de bache colchón (*pad*) fue lo suficientemente alto para llenar el agujero antes de que se empezara con el apuntalante. La concentración del apuntalante en la mezcladora fue incrementada a  $1,800 \text{ kg/m}^3$  muy rápidamente para minimizar los requerimientos de fluidos y fue diluido con el  $CO_2$  para arrojar una concentración efectiva agujero-abajo de  $1,648 \text{ kg/m}^3$ .

**$CO_2$  a alto gasto asistido.** El tratamiento de  $CO_2$  a alto gasto asistido fue muy similar al tratamiento de bajo gasto porque el fluido base también fue un gel CMHPG (*guar* Carboximetil Hidroxipropil) de  $3 \text{ kg/m}^3$  en agua con un *crosslinker* circoniado. En este diseño, sin embargo, el  $CO_2$  líquido iba a ser añadido a un gasto de  $150 \text{ sm}^3/\text{sm}^3$ . La etapa del fluido de bache colchón (*pad*) también fue sólo lo suficientemente grande para llenar el agujero antes de que se empezara con el apuntalante. La concentración de apuntalante en la mezcladora fue rápidamente incrementada a  $2,000 \text{ kg/m}^3$  y fue diluido con  $CO_2$  para resultar en una concentración efectiva agujero-abajo de  $1,568 \text{ kg/m}^3$ .

**Espuma de  $CO_2$ .** El tratamiento de espuma de  $CO_2$  consistió de un gel CMHPG (*guar* Carboximetil Hidroxipropil) linear de  $3.6 \text{ kg/m}^3$  en un fluido base de 80% de agua – 20% metanol. La inclusión del metanol en el fluido base tiene varios beneficios. Primero, el volumen de agua es reducido incluso más como se ve en la figura 4.5. Segundo, la solubilidad del  $CO_2$  líquido en la mezcla agua/metanol es incrementada, lo que se cree que ayudará más en la recuperación de fluidos. Finalmente, el metanol reduce la tensión superficial del fluido. La calidad de la espuma en el fluido de bache colchón (*pad*) comenzó a 70% y decreció a través del tratamiento a 40%. Esto permitió una concentración de apuntalante en el fondo del agujero de  $1,200 \text{ kg/m}^3$  mientras en el mezclado fue de  $2,000 \text{ kg/m}^3$ .

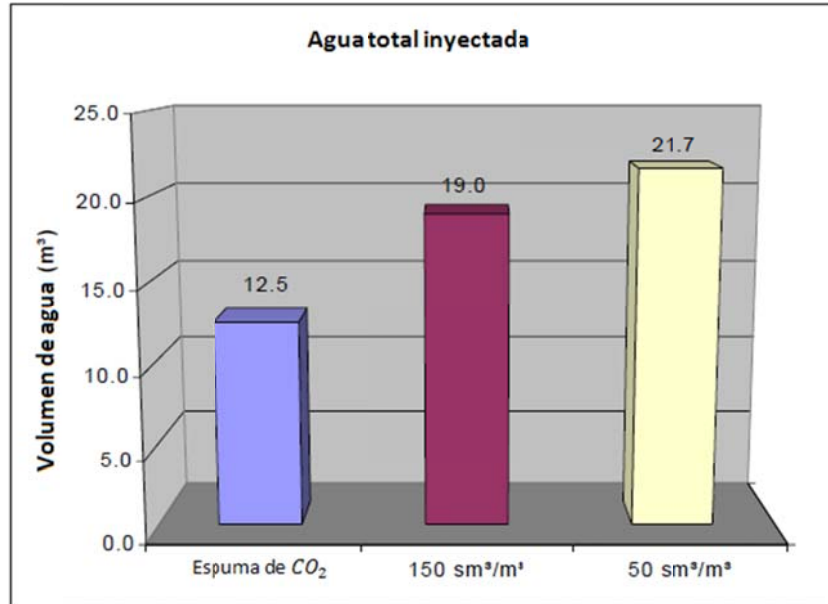


Figura 4.5 - Agua total inyectada por tipo de tratamiento.

#### **4.4.4 Ejecución del tratamiento**

Todos los 24 tratamientos fueron ejecutados en un lapso de seis días en septiembre de 1999, en rotación comenzando con todos los intervalos inferiores seguido por los intervalos superiores. En el primer día, los tratamientos convencionales de bajo gasto fueron terminados seguidos por los tratamientos de alto gasto y los tratamientos de espumas de  $CO_2$  en el segundo y tercer día. Cuatro tratamientos fueron exitosamente bombeados en cada día, con el día más largo consistiendo de 10 horas de operación. A parte de las pequeñas discrepancias del tratamiento de diseño debido a la selección del equipo en las unidades de bombeo. Gastos medidos de  $CO_2$ , en adición a la calidad de  $CO_2$  promedio basado en el gasto del fluido de  $CO_2$ , se indican abajo en las figuras 4.6 y 4.7, respectivamente.

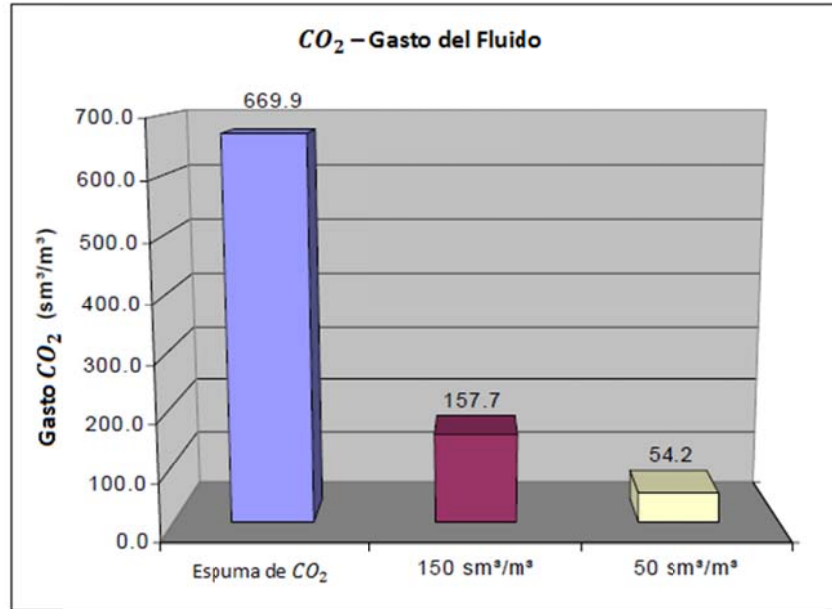


Figura 4.6 - Gasto actual de  $CO_2$  medido.

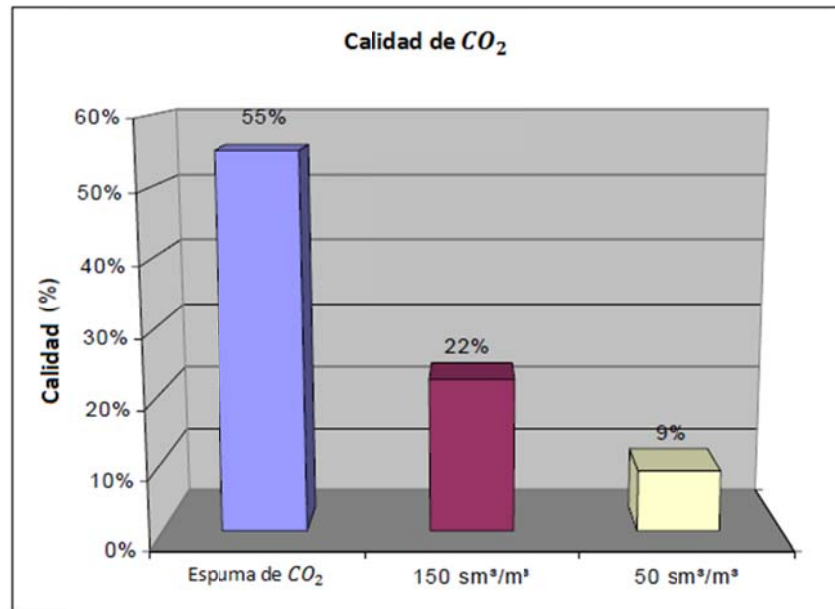


Figura 4.7 - Calidad actual de  $CO_2$  medida.

**CO<sub>2</sub> a bajo gasto.** Se bombearon tratamientos a un gasto de inyección promedio de 2.6 m<sup>3</sup>/min con todos los aditivos añadidos sobre la marcha, para minimizar desperdicio de productos y tiempo. El fluido total inyectado promedió 21.7 m<sup>3</sup> por tratamiento, mientras que las concentraciones máximas de apuntalante promediaron 1648 kg/m<sup>3</sup>.

**CO<sub>2</sub> a alto gasto.** Los tratamientos a alto gasto de CO<sub>2</sub> fueron bombeados usando un gasto promedio de 2.5 m<sup>3</sup>/min. Los aditivos químicos fueron de nuevo agregados sobre la marcha.

El fluido total inyectado para este tratamiento promedió  $19.0 \text{ m}^3$  y una concentración máxima de apuntalante promedió  $1568 \text{ kg/m}^3$ .

**Espuma de  $CO_2$ .** Un gasto de inyección promedio de  $2.8 \text{ m}^3/\text{min}$  fue usada para bombear los tratamientos de espumas. Todo el fluido a ser usado por un día fue pre mezclado en la primera locación y entonces remolcado a las locaciones restantes. Aunque esto incrementó el tiempo operacional cada día, pre mezclar el gel fue considerado prudente porque la tasa de hidratación del gel fue decrementada en presencia de metanol. La combinación de menor hidratación y bajo gasto de fluido en la mezcladora tal vez tenía algunos problemas para la calibración de la densidad. El fluido total inyectado promedió  $15.6 \text{ m}^3$  incluyendo  $12.5 \text{ m}^3$  de agua y  $3.1 \text{ m}^3$  de metanol. Las concentraciones máximas de apuntalante promediaron  $1200 \text{ kg/m}^3$ .

#### 4.4.5 Resultados iniciales de flujo de regreso.

Todos los tratamientos fueron puestos por una hora siguiendo el tratamiento de fractura y entonces abiertos a flujo de regreso. Cada intervalo se puso a fluir durante la noche al tanque y entonces limpiado con tubería flexible. Después del primer intervalo, se corrió un enchufe y el segundo intervalo terminado, después de lo cual, el pozo se puso a fluir a través de un orificio de medidor de flujo para evaluar gastos de producción y entonces fue preparado para la línea de descarga.

**Recuperación de fluido.** La cantidad total de fluido recuperado de cada intervalo fue notado antes de proceder al siguiente intervalo cerrando el pozo. EL porcentaje de fluido recuperado al final de la secuencia de terminación de siete días, se observó que fue ligeramente mayor para altos gastos y tratamientos de espuma de  $CO_2$  que para los tratamientos convencionales, como se ve en la figura 4.8. Debido al menor contenido de fluido en el de alto gasto y tratamientos de espuma, el fluido total dejado para recuperar para cada pozo siguiendo la terminación fue mucho mayor para los tratamientos convencionales, como se ilustra en la figura 4.9.

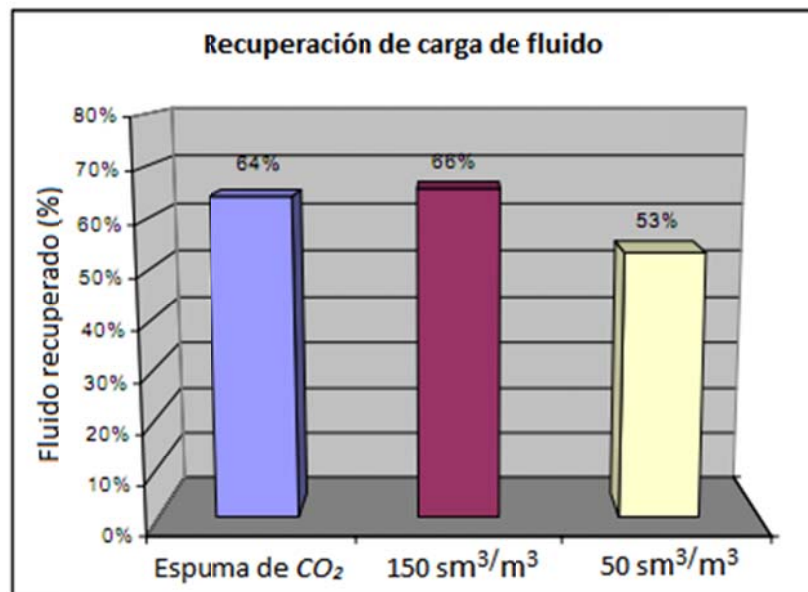


Figura 4.8 - Porcentaje de carga de fluido recuperada.



#### **4.4.6 Recuperación de apuntalante.**

Una cantidad significativa de apuntalante fue recuperada en el flujo de regreso inicial y limpieza de la tubería flexible del pozo. El tonelaje recuperado para cada pozo, estimado en base a un volumen de apuntalante remanente en el tanque de flujo de regreso al final de cada fase de terminación. Aunque las recuperaciones totales fueron significantes para todos los tratamientos, el tratamiento de alto gasto aparenta haber producido un menor volumen de apuntalante como se observa en la figura 4.10.

#### **4.4.7 Resultados de pruebas de flujo.**

Antes de preparar el pozo para conectarlo a la línea de descarga, se hizo una prueba de flujo para los pozos a través un medidor de flujo de placa de orificio. Los resultados iniciales de la medición, indicaron que los tratamientos de alto gasto fluyeron a una presión ligeramente mayor que los tratamientos de bajo gasto. Los tratamientos de espumas de  $CO_2$  fueron aún mayores (ver figuras 4.11 y 4.12).

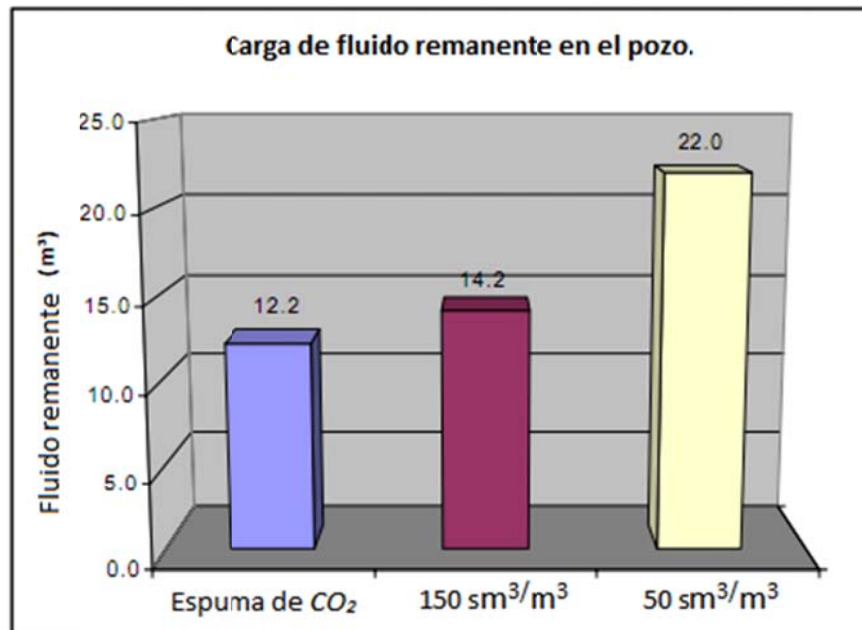


Figura 4.9 – Carga de fluido remanente en la formación.

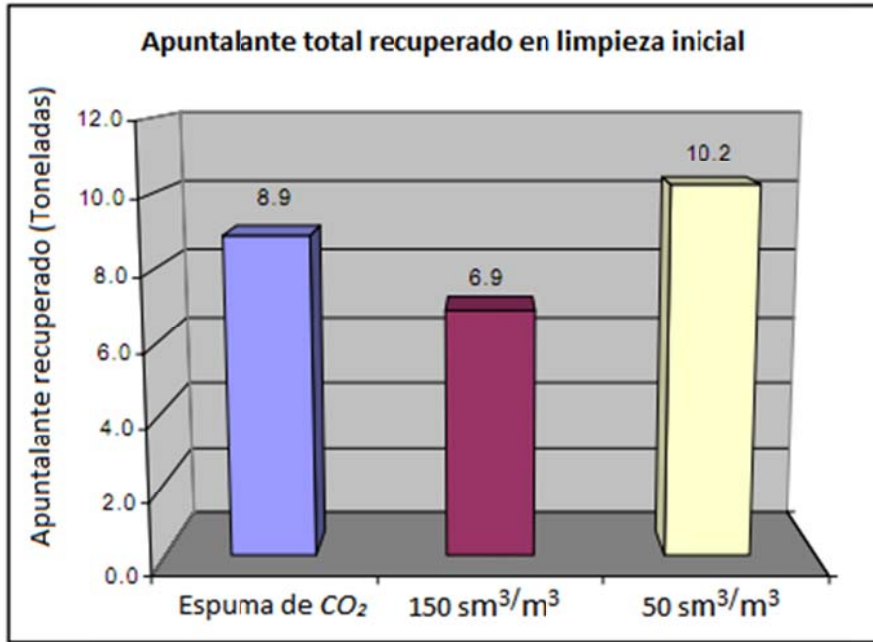


Figura 4.10 - Apuntalante total recuperado en limpieza inicial.

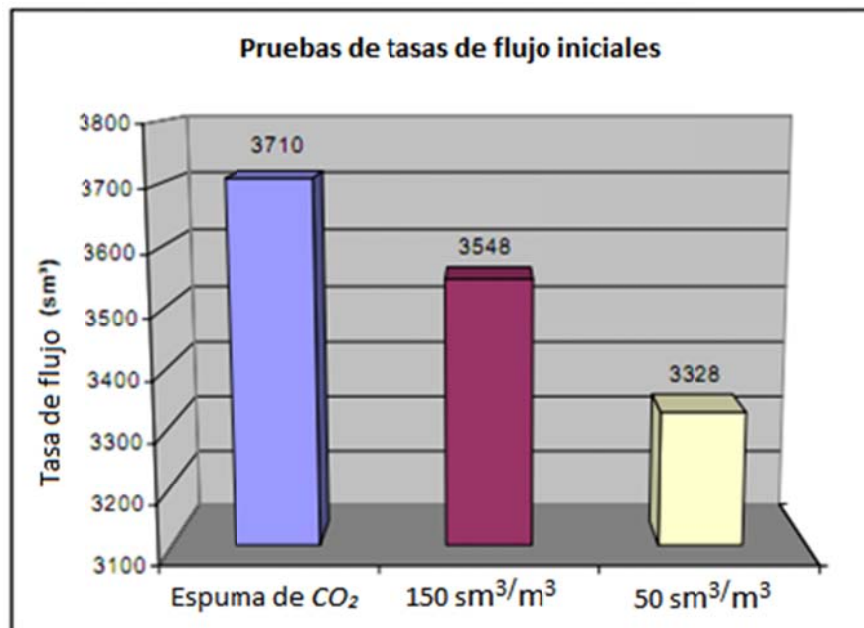


Figura 4.11 - Gastos en pruebas de flujo en orificio de placa.

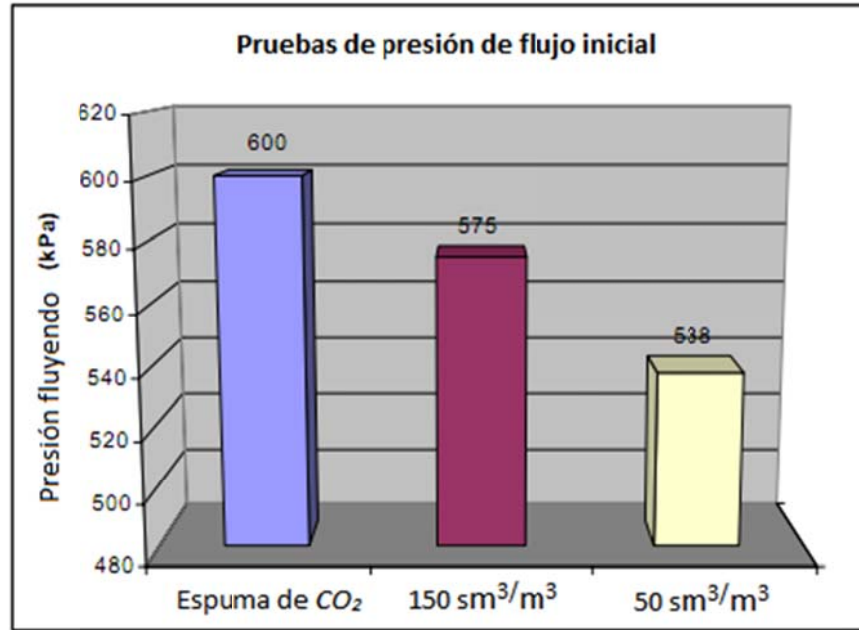


Figura 4.12 - Presiones en pruebas de flujo en orificio de placa.

#### 4.4.8 Resultados a largo plazo de los tratamientos.

Los pozos se pusieron a producir y la respuesta temprana se ajustó a las expectativas. La calidad mayor de  $CO_2$  en el fluido inicial de tratamiento resultó en mayores gastos de producción iniciales. En el largo plazo, la producción de los pozos tratados con mayor gasto de  $CO_2$  declino igual a lo mismo que lo logrado por los tratamientos de bajo gasto de  $CO_2$ . Al mismo tiempo, los pozos tratados con espuma de  $CO_2$  continuaron produciendo a mucho mayores gastos sostenidos que los otros pozos mostrados en la figura 4.13. Una declinación a corto plazo se observó en todos los pozos durante el invierno del 2000 debido a un compresor en el campo siendo cerrado. La producción acumulativa de gas de los pozos después de 20 meses indica que la espuma de  $CO_2$  ha alcanzado un volumen total de producción de  $600,000 \text{ sm}^3$  más que con el bajo gasto convencional de tratamientos de fracturamiento de  $CO_2$ , como se indica en la figura 4.14.

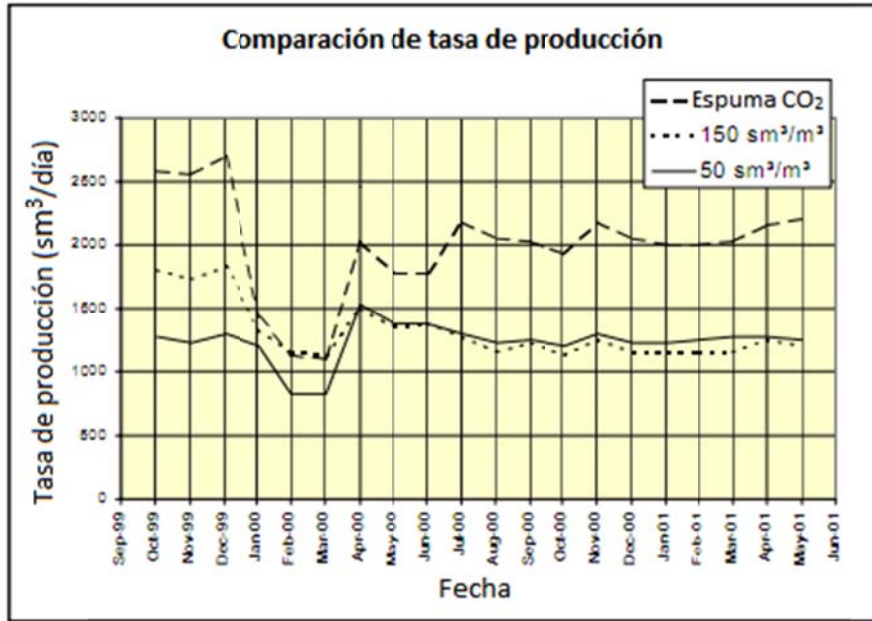


Figura 4.13 - Comparación de índice de producción a largo plazo.

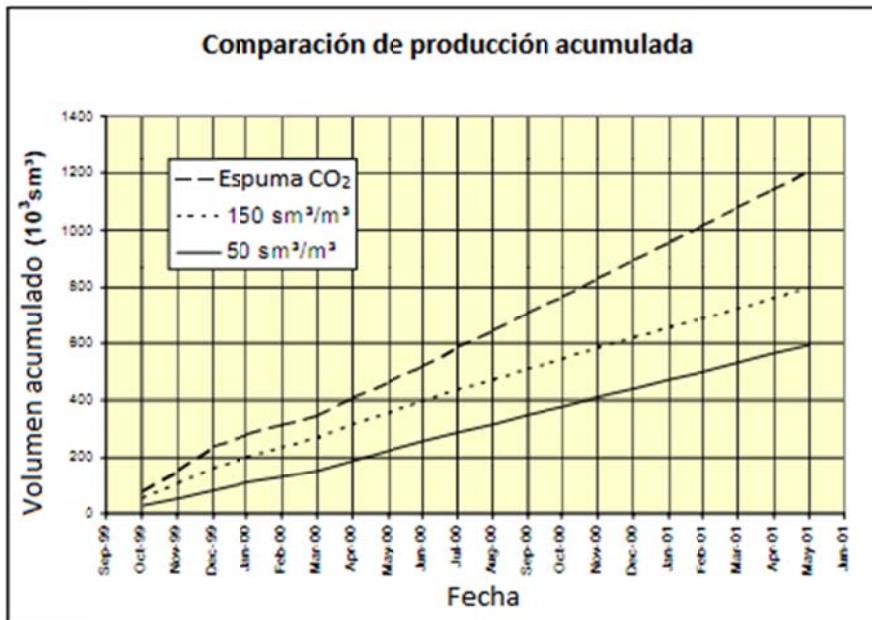


Figura 4.14 - Comparación de producción acumulada a largo plazo.

**4.4.9 Discusión.**

Se ha propuesto que muchos factores han influenciado la producción del pozo. La cantidad total de polímero inyectado con los diferentes sistemas, se indica en la figura 4.15. Mayores cantidades de polímero pueden conducir a un daño excesivo por el paquete de apuntalante y reducir la conductividad de la fractura. El tratamiento con espuma de  $CO_2$  también tiene una viscosidad

mucho menor que los otros sistemas *crosslinked* base agua, y como resultado, pueden crear una fractura mucho más larga que con los sistemas convencionales.

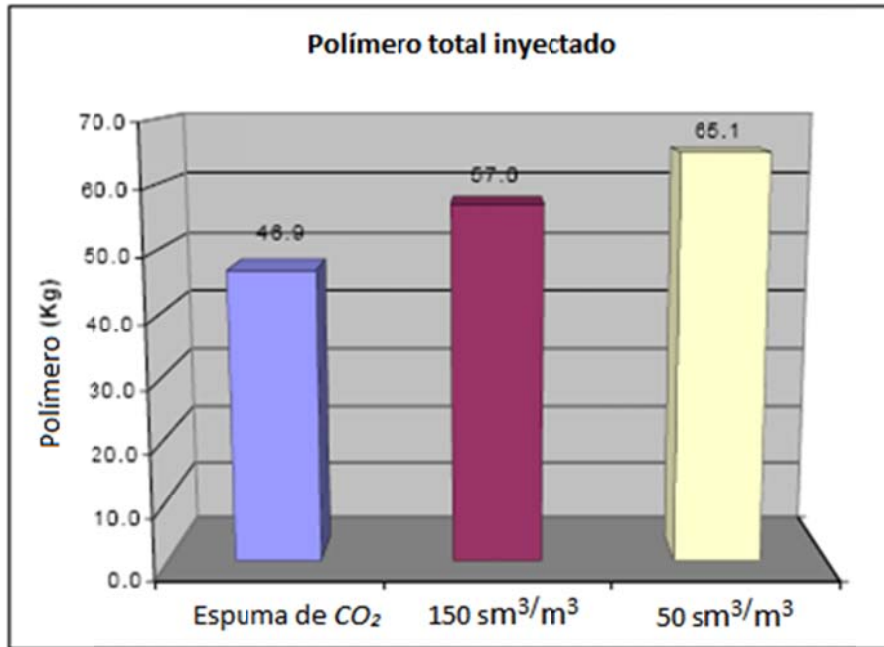


Figura 4.15 - Polímero total inyectado dentro de la formación.

No se espera que la falta de conductividad en la fractura perjudique la producción en estos pozos de baja producción. Debido al bajo gasto y grandes espesores de los intervalos, estos pozos producen a muy baja velocidad dentro de los paquetes de apuntalante. Basados en el hecho de que las concentraciones menores de apuntalante del sistema de espuma de  $CO_2$  no tuvieron un impacto negativo en el rendimiento de los pozos, se considera que el deterioro de la conductividad de la fractura no jugaría un rol mayor en la reducción de gastos de producción.

El resultado de este proyecto piloto ha probado un incentivo suficiente para perforar y completar dos proyectos más con pozos de relleno. Adicionalmente, se terminaron 26 pozos en abril del 2001, todos con espumas de  $CO_2$  mientras 52 pozos fueron terminados en septiembre y octubre del 2001. Indicadores recientes sugieren que los gastos de producción continúan excediendo a esos tratamientos convencionales.

**CONCLUSIONES.**

El aporte de este trabajo a la industria petrolera consiste en plantear las ventajas que se tienen al seleccionar el  $CO_2$  y/o  $N_2$  como fluidos de fracturamiento para estimulación de pozos mediante el fracturamiento hidráulico.

Se presentaron los diferentes tipos de fluidos de fracturamiento para poner en contexto la selección del  $CO_2$  y/o  $N_2$ , conociendo las características de otros fluidos de fracturamiento y así poder ponderar las ventajas que se tienen con los fluidos de fracturamiento base  $CO_2$  y/o  $N_2$ .

En el marco teórico se describen las características petrofísicas de la formación que son determinantes para el diseño de la fractura y selección del fluido de fracturamiento; se describen también: las presiones involucradas en el tratamiento a la formación, fenómenos involucrados y características mecánicas de la roca para entender cómo se forma la fractura y de qué tipo se debe diseñar ésta, de acuerdo al tipo de formación; y finalmente se describen las características reológicas del fluido, con lo cual se tienen las bases para entender las ventajas que brindan los fluidos de fracturamiento base  $CO_2$  y/o  $N_2$  y cómo se logrará aumentar la productividad de los pozos en donde se apliquen estos tratamientos.

Las propiedades de los fluidos de fracturamiento base  $CO_2$  y/o  $N_2$  ayudan a cumplir eficazmente los objetivos de fracturar una formación, pues hay una mayor y más rápida recuperación del fluido inyectado al terminar el tratamiento, son gases inertes por lo que no reaccionarán con la formación, una vez finalizado el tratamiento facilitan la limpieza del pozo, es relativamente fácil la obtención de estos gases, existe bajo filtrado de fluido de fracturamiento a la formación; con el uso de  $CO_2$  y/o  $N_2$  se tiene buena capacidad de suspensión y transporte el apuntalante, baja carga de fluido remanente en el pozo, se reduce la cantidad de agua usada, lo que permite realizar tratamientos de fracturamiento que son amigables con la formación debido a que causan mínimo daño porque no hay hinchamiento de arcillas. Estas propiedades son las que proporcionan ventajas al uso de los fluidos de fracturamiento en los que se seleccionó el  $CO_2$  y/o  $N_2$  como fluidos base y que finalmente facilitan cumplir los objetivos del fracturamiento hidráulico, que son incrementar la producción mediante el aumento del radio efectivo de drene y con el bajo filtrado de fluido de fracturamiento se evita el daño a la formación.

Otras ventajas que se tienen con la selección de fluidos de fracturamiento base  $CO_2$  y/o  $N_2$  son:

1. Debido a que la poca pérdida de fluido es una propiedad natural de la espuma y no depende de aditivos constructores de enjarre, la reducción de la conductividad de la fractura también es minimizada.
2. Gracias a la alta viscosidad del fluido de fracturamiento con  $CO_2$  y/o  $N_2$  se crean fracturas verticales más amplias y fracturas horizontales de área mucho mayor.
3. Debido a las bajas pérdidas de presión por fricción, se reducen los caballos de fuerza necesarios para la inyección del fluido de fracturamiento.

4. El Bajo contenido de líquido en el fluido de fracturamiento reduce los caballos de fuerza necesarios para la inyección, la poca cantidad de líquido resulta en baja presión hidrostática, la cual, en cambio, resulta en condiciones bajo balance poco después de abrir el pozo, minimizando la entrada de fluido y el daño a la formación. Los costos de transporte y almacenamiento de agua son menores. Los tiempos de arranque y recuperación de la carga de agua son mucho menores. La mayor parte de la carga de agua que se inyectó en el fluido de fracturamiento, es producida de vuelta a la superficie como niebla mediante la purga en la fase de gas.

El costo por hacer fracturamiento con espumas es aproximadamente el mismo que con tratamientos convencionales de agua gelificada, teniendo volúmenes equiparables de inyección de fluido de fracturamiento y gastos de inyección en pozos con menos de 1500 m de profundidad. En pozos con profundidad mayor a 1500 m se incrementa el costo del tratamiento y es mayor comparándolo con el costo de tratamientos usando fluidos de fracturamiento convencionales, esto debido a que se requieren mayores volúmenes de  $CO_2$  o  $N_2$  para mantener las propiedades de la espuma y seguir teniendo las ventajas que aportan estos gases.

El sistema de  $CO_2/N_2$  se ha usado en una variedad de formaciones y pozos de permeabilidades desde 0.1 mD hasta 10 mD, profundidades que exceden los 3000 m y temperaturas de fondo desde 10 °C hasta 100 °C, la mejora particular de resultados de aumento de producción usando espumas, se nota en formaciones de areniscas o lutitas sensibles al agua y con baja permeabilidad relativa al gas.

El candidato ideal para un tratamiento de fracturamiento con  $CO_2$  líquido o  $CO_2/N_2$  es un pozo de gas seco que tiene las siguientes características: formación de arenisca sucia, dañada, bajo presión, bajo saturado con sensibilidad al fluido.

Históricamente los resultados demuestran que los sistemas de  $CO_2$  líquido y  $CO_2/N_2$  son muy exitosos en algunas formaciones pero no en otras.

El proyecto piloto de la aplicación del tratamiento de tres diferentes fluidos de fracturamiento energizados con  $CO_2$ , en doce pozos de un campo petrolero en Alberta, Canadá; llevó a las siguientes conclusiones:

1. Usando un sistema con fluido de fracturamiento espumoso base  $CO_2$ , en vez de los sistemas convencionales de baja tasa de  $CO_2$ , se pueden incrementar significativamente los gastos de producción a largo plazo, porque con una calidad de espuma mayor a 75% se recupera más fluido de fracturamiento que con tratamientos convencionales, evitando daño a la formación o reducción de la conductividad de las fracturas.
2. Incrementando solamente el contenido de  $CO_2$ , no se impacta la producción a largo plazo de los gastos de producción.
3. Al reducir la concentración máxima de apuntalante no se tuvo un impacto negativo en la producción de los pozos.

4. La gran cantidad de  $CO_2$  en la espuma de tratamiento no incrementó significativamente el flujo de retorno del apuntalante en los pozos observados.



**REFERENCIAS.**

1. Bandar Duraya Al-Anazi. **Enhanced Oil Recovery Techniques and Nitrogen Injection.** King Saud University. CSEG Recorder, Riyadh, Saudi Arabia, Octubre del 2007.
2. Bauer R.E. y Kholhaas C.A. **Formation fracturing with foam,** paper SPE 5003 presentado en el 49th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME en Houston, Texas, del 6 – 9 de Octubre de 1974.
3. Bennion, D.B., Bietz, R.F., Thomas, F.B., Cimolai, M.P.: **Reduction in the Productivity of Oil and Gas Reservoirs Due to Aqueous Phase Trapping,** paper CIM 93-24, 1993a.
4. Bennion, D.B., Chan, M., Sarioglu, G., Courtnage, D., Wansleebe, J., y Hirata, T.: **The In Situ Formation of Bitumen-water Stable Emulsions in Porous Media During Thermal Stimulation,** paper CIM 93-46, 1993b.
5. Bennion, D.B., Cimolai, M.P., Bietz, F.R., Thomas, F.B.: **Reductions in the productivity of oil and gas reservoirs due to aqueous phase trapping,** *JCPT* (November 1994).
6. Bennion, D. B., Thomas, F.B., y Bietz, R.F.: **Low Permeability Gas Reservoirs: Problems, Opportunities and Solutions for Drilling, Completion, Stimulation and Production,** paper SPE 35577, 1996a.
7. Bennion, D.B., Thomas, F.B., Bietz, R.F., y Bennion, D.W.: **Water and Hydrocarbon Phase Trapping in porous Media, Diagnosis, Prevention and Treatment,** *JCPT*, (December 1996b).
8. Bennion, D.B., Thomas, F.B., Bietz, R.F., y Bennion, D.W.: **Water and hydrocarbon phase trapping in porous media – Diagnosis, Prevention and Treatment,** paper CIM 95-69, 1995.
9. Blauerl, R. E., Mitchell, B. J., y Kohlhaas, C. A.: **“Determination of Laminar, Turbulent, and Transitional Foam Flow Friction Losses in Pipes”,** paper SPE 4885 presentado en el SPEAIME 44th Annual California Regional Meeting en San Francisco, Californial, del April 4-5 de abril de 1974.
10. Biot, M.A.: **General Solutions of the Equations of Elasticity and Consolidation for a Porous Material,** *Journal of Applied Mechanics* (1956), **23**, 91-96.
11. Boles, J.L., Metcalf, A.S., and Dawson, J.: **Coated breaker for crosslinked acid,** U.S. Patent No. 5,497,830, 1996.
12. Brannon, H.D., y Ault, M.G.: **New, Delayed Borate-Crosslinked Fluid Provides Improved Fracture Conductivity in High-Temperature Applications,** paper SPE 22838, 1991

13. Budynas, R.G.: **Advanced Strength and Applied Stress Analysis**, 2<sup>nd</sup> Ed., McGraw-Hill, Singapore, 1999.
14. Bullen, R.S., Mzik, J., Richard, J.P.: **Novel compositions suitable for Treating Deep Wells**, U.S. Patent No. 4,701,270, 1987.
15. Cawiezel, K.E., Wheeler, R.S., y Vaughn, D.R.: **Specific Fluid Requirements for Successful Coiled Tubing Fracturing Applications**, paper SPE 86481, 2004.
16. Cleary M.P., Johnson, D.E., Kogsboll, H-H., Owens, K.A., Perry, K.F., de Pater, C.J., Stachel, A., Schmidt, H. and Tambini, M.: **Field Implementation of Proppant Slugs to Avoid Premature Screen-Out of Hydraulic Fractures with Adequate Proppant Concentration**, paper SPE 25892, April 1993.
17. Cleary, M.P., Wright, C.A. and Wright, T.B.: **Experimental and Modelling Evidence for Major Changes in Hydraulic Fracturing Design and Field Procedures**, paper SPE 21494, January 1991.
18. Craigie, L.J.: **A New Method for Determining the Rheology of Crosslinked Fracturing Fluids using Shear History Simulator**, paper SPE 11635, 1983
19. Cramer, D.D.: **Limited Entry MHF Part 1 – Limited Entry Extended to Massive Hydraulic Fracturing**, *Oil & Gas J.*, December 14, 1987.
20. Cramer, D.D.: **Limited Entry MHF Part 2 – Study Indicates Guidelines Improve Results**, *Oil & Gas J.*, December 21, 1987.
21. Crawford H. R., Neill G. H., Bucy B. J., Crawford P.B. **Carbon Dioxide – A Multipurpose Additive for Effective Well Stimulation**, paper SPE 571, publicado en la JPT en Marzo de 1963.
22. Economides Micheal J. y Martin Tony. **Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production**, B.J. Services Company 2007, publicado por Energy Tribune Publishing Inc. en Houston, Texas.
23. Ely, J.W., Hargrove, J.S., Wolter, B.C., y Kromer, J.C.: **Pipelining': Viscous Fingering Prop Fracture Technique Finds Wide Success in Permian and Delaware Basins**, paper SPE 26528, 1993.
24. Ely, J.W.: **Stimulation Engineering Handbook**, PennWell Books, Tulsa, OK, 1994.
25. Fredrickson S.E. **Discussion of  $N_2$  y  $CO_2$  in the Oild Field: Stimulation and Completion Applications**. Halliburton Services, paper SPE 16050 Noviembre de 1986.
26. G. Tulissi Michael y E. May Richard. **A Comparison of Results of Three Different  $CO_2$  Energized Frac Fluids: A case History**, paper SPE 75681 presentado en el SPE Gas Technology Symposium en Calgary, Alberta, Canada, del 30 Abril - 2 de Mayo de 2002.

27. Grantham, C.K., y McLaurine, H.C.: **Thixotropy Without Viscosity: A new Approach to Rheology Control of Oil Muds**, paper SPE 15415, 1986.
28. Gupta, D.V.S., Pierce, R.G., y Litt, N.D.: **Nonaqueous Gelled Alcohol Fracturing Fluid**, paper SPE 37229 (1997).
29. Gupta, D.V.S., Niechwiadowicz, G., and Jerat, A.C.: **CO<sub>2</sub> Compatible Non-Aqueous Methanol Fracturing Fluid**, paper SPE 84579, 2003.
30. Gupta, D.V.S., and Leshchyshyn, T.T.: **CO<sub>2</sub> Energized Hydrocarbon Fracturing Fluid: History & Field Application in Tight Gas Wells in the Rock Creek Gas Formation**, paper SPE 95061, 2005a.
31. Gupta, D.V.S., Hlidek, B.T., Hill, E.S.W., and Dinsa, H.S.: **Fracturing Fluid for Low-Permeability Gas Reservoirs: Emulsion of Carbon Dioxide With Aqueous Methanol Base Fluid: Chemistry and Applications**, paper SPE 106304, 2007.
32. Gupta, D.V.S. y Bobier D.M. **The History and Success of Liquid CO<sub>2</sub> and CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub> Fracturing System**, paper SPE 40016 presentado en el SPE Gas Technology Symposium en Calgary, Alberta, Canada, del 15 - 18 de Marzo de 1998.
33. Handin J., Hager, R.V. Jr, Friedman, M., and Feather, J.N.: **Experimental Deformation of Sedimentary Rocks Under Confining Pressure: Pore Pressure Tests**, *Bul. Amer. Asso. Pet. Geol.* (1963), **47**, 717-
34. Harris, P.C.: **Fracturing-Fluid Additives**, *JPT* (October 1988) 40:10, 1277.
35. Harris, P.C., and Heath, S.J.: **Rheology of Borate Crosslinked Foams**, *SPEPF* (May 1996) 113.
36. Hendrickson, A.R., Nesbitt, L.E., y Oakes, B.D.: **Soap-Oil Systems for Formation Fracturing**, *The Petroleum Engineer*, May 1957.
37. Hernandez, J.M., Fernandez, C.T., and Sciana, N.M.: **Methanol as Fracture Fluid in Gas Wells**, paper SPE 27007, 1994.
38. Heron Gachuz Muro. **Yacimientos de CO<sub>2</sub> en México. Alternativa viable para programas de recuperación terciaria**. Pemex E & P. Presentado en el cuarto E-Exitep 2005, del 20 al 23 de febrero de 2005 en Veracruz, Ver., México.
39. Holditch, S.A.: **Tight Gas Sands**, *JPT* (2006), **58**, 86-93.
40. J. Garbis Sam, Taylor III Lawrence **The utility of CO<sub>2</sub> as an Energizing Component for Fracturing Fluids**. The western Co. Of North America, paper SPE 13794 presentado en

- el Production Operations Symposium en Oklahoma City, del 10 – 12 de Marzo de 1985.
41. Kalfayan, L.J.: **Fracture Acidizing: History, Present State, and Future**, paper SPE 106371, 2007.
  42. King S. R. **Liquid  $CO_2$  for the Stimulation of Low-Permeability Reservoirs**. Miembro de SPE – AIME, American Fracmaster Inc., paper SPE 11616 presentado en el SPE/DOE Symposium on Low Permeability en Denver, Colorado, del 14 – 16 de Marzo de 1983.
  43. Kramer, J., Prud'homme, R.K., Norman, L.R., y Sandy, J.M.: **Characteristics of Metal-Polymer Interactions in Fracturing Fluid Systems**, paper SPE 16914, 1987.
  44. Krug, Jack A.: **Air and Water Requirements for Foam Drilling operations**, Master of Science thesis, Colorado School of Mines, 1971.
  45. Lillies, A.T.: **Sand Fracturing with Liquid Carbon Dioxide**, paper CIM 82-33-23, 1982.
  46. Mazza, R.L.: **Liquid  $CO_2$  improves Fracturing**, *Hart's Oil and Gas World* (February 1997), 22.
  47. Kumar A., Dult A., Singh S., Sikarwar S.S.; Das R., Kumar K. **Prospects of Foam Stimulation in Oil and Gas Wells of India**, paper SPE 132268 presentado en la Energy Resources Conference en Puerto España, Trinidad y Tobago, del 27 – 30 de Junio de 2010.
  48. L. Ward Victor.  **$N_2$  y  $CO_2$  in the Oil Field: Stimulation and Completion Applications**. Dowell Schlumberger, paper SPE 12594 presentado en la Permian Basin Oil & Gas Recovery Conference en Midland, del 8 – 9 de Marzo de 1984.
  49. McLeod, H.O., and Coulter, A.W.: **The Use of Alcohol in Gas Well Stimulation**, paper SPE 1033, 1966.
  50. Mathiassen Odd Magne, Chief Reservoir Engineer, Norwegian Petroleum Directorate.  **$CO_2$  as Injection Gas for Enhanced Oil Recovery and Estimation of the Potential on the Norwegian Continental Shelf**. NTNU – Norwegian University of Science and Technology, Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics.
  51. Mitchell, B.J.: **Viscosity of Foam**, Ph.D. Thesis, University of Oklahoma, 1969.
  52. Mzik, J.: **High Viscosity Crosslinked Gelled Alcohol**, Canadian Patent Application No. 2,108,194, 1993.
  53. Mzik, J.: **High Viscosity Alcohol Gel For Shallow Wells**, Canadian Patent Application No. 2,119,682, 1994.

- 
54. Nolte, K.G., and Smith, M.B.: **Interpretation of Fracturing Pressures**, paper SPE 8297, *JPT*, 1767- 75, September 1981.
  
  55. Palmer, I.D. and Veatch, R.W.: **Abnormally High Fracturing Pressures in Step Rate Tests**, paper SPE 16902, *SPE Prod. Eng.*, August 1990.
  
  56. Phillips, A.M., and Mack, D.J.: **Fracturing process using a viscosity stabilized energizing phase**, U.S. Patent No. 5,002,125, 1991.
  57. Pongratz, R., von Gijtenbeek, K., Kontarev, R. and McDaniel, B.W.: **Perforating for Fracturing – Best Practices and Case Histories**, paper SPE 105064, January 2007.
  
  58. Pruit G. T., Crawford H.R.; Neill G. H., Dobbs J. B. **Field and Laboratory Results of Carbon Dioxide and Nitrogen in Well Stimulation**, paper SPE 738 presentado en el Annual SPE Fall Meeting en New Orleans, del 6 – 9 de Octubre de 1963. Publicado en la *JPT* en Marzo de 1964.
  
  59. Shah, S.N. and Lee, Y.N.: **Friction Pressures of Proppant-Laden Hydraulic Fracturing Fluids**, paper SPE 13836, *SPEPE*, 437-445, November 1986.
  
  60. Schlumberger. **The Oilfield Glossary: Where the Oil Field Meets the Dictionary**. <http://www.glossary.oilfield.slb.com/>
  
  61. Settari, A., Bachman, R.C., Morrison, D.C.: **Numerical Simulation of Liquid  $CO_2$  Hydraulic Fracturing**, paper CIM 86-37-67, 1986.
  62. Smith, C.F.: **Gas Well Fracturing using Gelled Non- Aqueous Fluids**, paper SPE 4678, 1973.
  
  63. T. Lillies Allen, y R. King Steven. **Sand Fracturing With Liquid Carbon Dioxide**, paper SPE 11341 presentado en el Production Technology Symposium en Hobbs, New México, del 8 – 9 de Noviembre de 1982.
  
  64. Teot, A.S., Ramaiah, M., y Coffey, M.D.: **Aqueous Wellbore Service Fluids**, U.S. Patent No. 4,725,372, 1988.
  
  65. Thompson, J.E. Sr., McBain, C., Gregory, G., and Gerbrandt, D.: **New Continuous-Mix Process for Gelling Anhydrous Methanol Minimizes Technology**, *JPT* (July 1992) 832.
  
  66. Tiner, R.L., Stahl, E.J., and Malone, W.T.: **Developments in Fluids to Reduce Potential Damage from Fracturing Treatments**, paper SPE 4790, 1974.
  
  67. Toney, F.L., y Mack, D.J.: **The Next Generation of Foam: A Field Study of Northwestern Oklahoma Foam Fracturing**, paper SPE 21644, 1991.
  
  68. Tudor, R., Vozniak, C., Banks, M.L., and Peters W.: **Technical Advances of Liquid  $CO_2$  fracturing**, paper CIM 94-36, 1994.
-

- 
69. Wang, X., Qu, Q., McCarthy, S., Null, J., Bowen, K., y Neumann, L.: "**Successful Applications of Borate Crosslinked Fracturing Fluids at High Temperature,**" paper SPE 73789, 2002.
  70. van Everdingen, A.F. and Hurst, W.: **The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs,** 1949, *Trans.*, AIME, **186**, 305-324.
  71. van Terzaghi, K.: **Die Berechnung der Durchlässigkeitsziffer des Tones aus dem Verlauf der Hydrodynamischen Spannungserscheinungen,** *Sber. Akad. Wiss*, Vienna, 1923, **123**, p105 (in German).
  72. van Everdingen, A.F.: **The Skin Effect and Its Impediment to Fluid Flow into a Wellbore,** 1953, *Trans.*, AIME, **198**, 171-176.
  73. Veatch, R.W. Jr.: **Overview of Current Hydraulic Fracturing Design and Treatment Technology,** *JPT* (April 1983) 35, p853.
  74. Wenkui Li y Zhongtian Xue. **A Review of Gas Fracturing Technology,** paper SPE 58980 presentado en el SPE International Petroleum Conference and Exhibition en Villahermosa, México, del 1 - 3 de Febrero de 2000.
  75. Wright, T.B., Cipolla, C., Perry, K.F., y Cleary, M.P.: **Identification and Comparison of True Net Fracturing Pressures Generated by Pumping Fluids with Different Rheology into the Same Formations,** paper SPE 26153, 1993.
  76. Wright, C.A., Weijers, L., and Minner, W.A.: **Advanced Stimulation Technology Deployment Program,** report GRI-09/0075, Gas Research Institute, March 1996.
  77. Zhang, K.: **Fluids for fracturing subterranean formations,** U.S. Patent No. 6,468,945, 2002.