

**METODOLOGIA EXPERIMENTAL PARA LA UTILIZACION DE ESPUMAS  
COMO AGENTES DIVERGENTES**

**JUAN CAMILO CORTES ROJAS  
FERNANDO ANDRES FUENTES MEJIA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2011**

**METODOLOGIA EXPERIMENTAL PARA LA UTILIZACION DE ESPUMAS  
COMO AGENTES DIVERGENTES**

**JUAN CAMILO CORTES ROJAS  
FERNANDO ANDRES FUENTES MEJIA**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de  
INGENIERO DE PETROLEOS**

**M.Sc. LUIS FELIPE CARRILLO  
DIRECTOR**

**M.Sc. HERNANDO BUENDIA  
CO - DIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2011**

A Dios, Mis Papás y Mi hermano.

JUAN CAMILO CORTES ROJAS

A mis padres y a mi hermano.

FERNANDO ANDRES FUENTES MEJIA

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por permitirnos culminar esta etapa de nuestra vida y cumplir nuestras metas.

A nuestros padres por darnos fortaleza y apoyo, porque con su ayuda y esfuerzo pudimos crecer como personas y ser profesionales.

Al Ingeniero Luis Felipe Carrillo, director del proyecto y al Codirector, el Ingeniero Hernando Buendía porque fueron soporte y apoyo incondicional para nuestra formación como estudiantes y como profesionales, por compartirnos su conocimiento y experiencia, y sobre todo por tenernos paciencia.

Al ingeniero Fernando Londoño por sus consejos, al Ingeniero Guillermo Villa, y a todo el personal del laboratorio de daño a la formación de Guatiguara.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos y a la Universidad por su excelente formación académica.

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCION	16
1. DIVERGENCIA	18
1.1 TEORIA DIVERGENTE.	18
1.2 TIPOS DE DIVERGENTES	19
1.2.1 Tasa	20
1.2.2 Métodos Mecánicos De Aislamiento	20
1.2.3 Bolas Selladoras	21
1.2.4 Coiled Tubing	21
1.2.5 Desvío Químico	22
1.2.6 Inyección De Protección	25
1.3 HISTORIA DE LOS AGENTES DIVERGENTES	26
2. ESPUMAS	39
2.1 HISTORIA DE LAS ESPUMAS PARA BLOQUEO DE ZONAS Y CONTROL DE MOVILIDAD	39
2.2 TEORIA DE LAS ESPUMAS	40
2.3 AGENTES ESPUMANTES	42
2.4 PROPIEDADES DE LAS ESPUMAS	45
2.4.1 Calidad	45
2.4.2 Textura	45
2.4.3 Distribución Del Tamaño De Burbuja	46
2.4.4 Estabilidad O Durabilidad	46
2.4.5 Densidad	47
2.4.6 Movilidad	49

2.4.7 Viscosidad Efectiva	49
2.5 CONCENTRACION MICELAR CRITICA (CMC)	50
2.6 EFICACIA Y EFECTIVIDAD	51
2.7 ESPUMAS EN LA INDUSTRIA PETROLERA	53
2.7.1 Factores Que Afectan Las Propiedades De Las Espumas	55
2.7.2 Tipos De Espumas En El Medio Poroso	60
2.7.3 Fundamentos Del Flujo De La Espuma En El Medio Poroso.	62
2.7.4 Mecanismos De Formación De Espuma En El Medio Poroso Y Deterioro.	66
2.7.5 Reducción De Movilidad	73
2.7.6 Reología, Flujo Y Transporte	74
2.7.7 Tipos De Inyección De Espumas	76
2.7.8 Aplicaciones De Campo	76
2.8 EMPRESAS Y AGENTES ESPUMANTES	78
3. METODOLOGIA EXPERIMENTAL	81
3.1 DISEÑO EXPERIMENTAL	81
3.2 METODOLOGIA PARA EVALUAR LAS ESPUMAS COMO AGENTES DIVERGENTES	87
3.2.1 Selección De La Solución Espumante	88
3.2.2 Evaluación De La Eficiencia De La Espuma Como Desviadora De Flujo	94
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	100
BIBLIOGRAFIA	104
ANEXOS	108

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Desvió a hueco abierto usando un <i>perimeter</i> .	28
Figura 2. Desvió usando empaque de pared en hueco abierto.	30
Figura 3. Método de desvió Frac Baffle.	33
Figura 4. Comportamiento de la presión para un tratamiento ácido de 5000 galones.	35
Figura 5. Resultados del tratamiento con Unibeads.	36
Figura 6. Resultados del tratamiento con ácido benzoico.	38
Figura 7. Estructura de la espuma.	41
Figura 8. Representación de una molécula de polímero que reside en la interfase líquido/gas.	42
Figura 9. Tipos de surfactantes.	43
Figura 10. Variación típica de la espumabilidad con la concentración del tensoactivo en fase líquida.	50
Figura 11. Variación de la tensión superficial y de la espumabilidad en función de la concentración de surfactante para dos sustancias A y B.	52
Figura 12. Efecto de la permeabilidad y tasa de flujo.	56
Figura 13. Efecto de la presión Capilar.	59
Figura 14. Sección transversal lamella en medio poroso.	63
Figura 15. Esquema de la espuma en el medio poroso.	64
Figura 16. Esquema de <i>Snap-off</i> Capilar. (a) Gas entrando a una garganta de poro llena de líquido (b) dedo de gas antes del quiebre (c) lente de líquido después del <i>snap-off</i> . (Kovscek y Radke, 1994)	67
Figura 17. Esquema del mecanismo de división de lamella La lamella fluye de izquierda a derecha. (a) La lamella alcanza el punto de ramificación (b) la lamella se divide (KOVSCEK y RADKE, 1994)	68

Figura 18. Esquema del mecanismo de <i>leave-behind</i> . (a) Invasión del gas (b) lentes estables.	69
Figura 19. La curva de presión de disociación $\pi$ gobierna la estabilidad de una película delgada, $h_{cr}$ es el espesor crítico de la película correspondiente a la máxima presión de disociación $\pi_{max}$ (Kovscek y Radke, 1994)	71
Figura 20. Lamella de la espuma trasladándose de izquierda a derecha en un tubo reducido periódicamente (KOVSCSEK y RADKE, 1994)	72
Figura 21. Valores de la Variable de salida.	83
Figura 22. Grafica de Probabilidad Normal de los efectos.	85
Figura 23. Grafica de los Efectos Principales.	85
Figura 24. Grafica de la Interacción BD.	86
Figura 25. Metodología para evaluar espumas como agentes divergentes.	88
Figura 26. Esquema del montaje para evaluación de la estabilidad de la espuma.	89
Figura 27. Generación de espuma.	91
Figura 28. Proporciones de mezcla para el análisis de la compatibilidad de fluidos.	92
Figura 29. Esquema del montaje de evaluación de reducción de movilidad.	95
Figura 30. Esquema del montaje para la evaluación de la influencia de las espumas como desviadoras de flujo al gas.	98

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Criterios de <i>screening</i> para el bloqueo y desvío de fluidos.	77
Tabla 2. Aplicación del <i>Screening</i> al campo Cupiagua.	77
Tabla 3. Agentes espumantes.	79
Tabla 4. Factores y niveles del experimento.	82
Tabla 5. Estimación de los Efectos.	83
Tabla 6. Registro de datos compatibilidad de fluidos	94

## RESUMEN

**TITULO:** METODOLOGIA EXPERIMENTAL PARA LA UTILIZACIÓN DE ESPUMAS COMO AGENTES DIVERGENTES \*

**AUTORES:** JUAN CAMILO CORTES ROJAS\*\*  
FERNANDO ANDRES FUENTES MEJIA\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Estimulación, divergencia, canalización, movilidad, agente de bloqueo, agente espumante.

### DESCRIPCIÓN:

Durante un tratamiento típico los fluidos bombeados escogen el camino de menor resistencia dentro de la formación. Frecuentemente, esto resulta en un tratamiento pobre porque las zonas que están listas para aceptar el fluido probablemente necesitan estimulación en un menor grado que el resto del intervalo. La divergencia es una técnica diseñada para alterar el perfil de inyección en un sistema. La inyección de espumas se utiliza como agentes divergentes para mejorar la recuperación de aceite donde se evidencia irrupción temprana de gas debido a canalización, *overriding* conificación.

De acuerdo al tipo de problema y a la función que desempeñan, las espumas se clasifican en: espumas para control de movilidad (*foamflooding*), para bloqueo de zonas y desvío de fluidos, y espumas para control del GOR. El desarrollo de la espuma en campo y la aplicación se ha enfocado hacia el uso de espumas como agentes de bloqueo que hacen parte de tratamientos de bajo volumen de químico, especialmente utilizado como agentes de bloqueo al flujo de gas. Las espumas para bloqueo de zonas se han venido estudiando desde 1965. Sin embargo, aun a la fecha no se ha masificado la aplicación de estas para mejorar el recobro de petróleo.

Este trabajo presenta el procedimiento que se debe implementar cada vez que se quiere evaluar el desempeño de una espuma a ser utilizada en un proceso de inyección para bloqueo de zonas. Este consta de 2 partes: la primera es donde se selecciona el agente espumante más indicado y en la segunda parte se evalúa la divergencia de la espuma para determinado medio poroso.

---

\*Proyecto de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director M.Sc. Luis Felipe Carrillo. Codirector M.Sc. Hernando Buendía.

## ABSTRACT

**TITLE:** EXPERIMENTAL METHODOLOGY FOR THE USE OF FOAMS AS DIVERTING AGENT\*

**AUTHORS:** JUAN CAMILO CORTES ROJAS \*\*  
FERNANDO ANDRES FUENTES MEJIA \*\*

**KEY WORDS:** Stimulation, divergence, channeling, mobility, blocking agent, foaming agent.

### DESCRIPTION:

During a typical treatment the pumped fluids choose the path of minor resistance within de formation. Frequently, this results in a poor treatment because the areas which are ready to receive fluid probably do not need to be as stimulated as the rest of the interval. The divergence is a technique designed to modify the injection profile of a system. The foam injection is used as a diverting agent to improve the oil recovery where an early irruption of gas has become evident, due to channeling, overriding and conning.

According to the type of situation and the function they perform, the foams are classified as follows: mobility control foams (foam flooding), zone blocking foams, fluid diversion foams and GOR control foams. The development of foams in the field and its application has been focused on the use of foams as blocking agents within the low chemical volume treatments, especially when used as blocking agents for gas flow. The zone blocking foams have been studied since 1965; however to the date its application has not been standardized to improve oil recovery.

This work defines a procedure that must be implemented every time a foam performance evaluation is needed in a blocking zone injection process. The methodology consists of two parts: the first, where the foaming agent is selected and second where the foam divergence is studied to a certain porous media.

---

\*Proyect of degree

\*\* Empower of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director M.Sc. Luis Felipe Carrillo. Codirector M.Sc. Hernando Buendía.

## INTRODUCCION

La estimulación de pozos es una intervención desarrollada en pozos de gas y aceite para incrementar la producción mejorando el flujo de hidrocarburos del área de drenaje al *wellbore*. Con este fin se desean utilizar los agentes divergentes, estimular pozos, y de esta forma lograr un mejor recobro. Si se incrementa la producción se obtendrán mejores resultados económicos.

Los fluidos prefieren trayectorias que ejerzan menor resistencia al flujo. En el yacimiento se pueden encontrar estas zonas debido a heterogeneidades o fracturas. Esto se conoce como canalización. Una solución para este problema es el uso de agentes divergentes. La divergencia es una técnica diseñada para alterar el perfil de inyección en un sistema. Se conoce de los agentes divergentes que se han venido usando como factores estimulantes previos a una inyección. La función principal de estos es desviar y así mejorar el proceso de recobro de fluidos. En algunos campos Colombianos de yacimientos naturalmente fracturados se presenta canalización del gas inyectado, por lo tanto, es necesario realizar procesos que reduzcan la canalización bloqueando las zonas problema y mejorando la eficiencia de barrido.

La divergencia es muy importante, ya que, con los altos precios del crudo se ve la necesidad de aumentar la productividad y lo más pronto posible, porque, una baja del precio del crudo podría causar la inviabilidad de proyectos como el de esta investigación.

El método estudiado es el uso de espumas como agente divergente. Las espumas son acumulaciones de burbujas de gas separadas unas de otras por películas de líquido, con la propiedad de tener una viscosidad mayor que la del gas o líquido

que la componen. Estas tienen la particularidad que pueden fluir como líquido y permanecer inmóviles como sólidos. La inyección de espuma consiste en inyectar gas, agua y un agente químico que la estabiliza; y esta se ubica primero en los poros más grandes, donde tienden a obstruir el flujo. Los poros pequeños son invadidos luego, mientras que las secciones más permeables se van llenando de la espuma y la eficiencia de barrido vertical mejora. Una de las ventajas del uso de espumas es que estas pueden ser combinadas con otros métodos divergentes.

Este trabajo definió una metodología experimental para evaluar las espumas a nivel de laboratorio antes de un proceso de inyección. La evaluación de las espumas como una alternativa para la estimulación de pozos se divide en 2 partes principales. La primera consiste en seleccionar el agente espumante apropiado. Se evalúan 2 criterios: la estabilidad de la espuma a altas temperaturas y la compatibilidad de la solución espumante con los fluidos de formación. En la segunda parte, con la solución espumante seleccionada previamente, se evalúa la divergencia. Esto se logra mediante el análisis de la eficiencia de la espuma para redistribuir el flujo de gas a través de un sistema.

## 1. DIVERGENCIA

La divergencia en la industria petrolera consiste en desviar los fluidos para alterar el perfil de inyección y mejorar la eficiencia de barrido. Con esta técnica se pueden evitar problemas de canalización. En este capítulo se estudia la divergencia, los tipos de agentes divergentes que se han utilizado en la industria y la historia.

### 1.1 TEORIA DIVERGENTE.

Durante un tratamiento típico los fluidos bombeados escogen el camino de menor resistencia dentro de la formación. A menudo, esto resulta en un tratamiento pobre porque las zonas que están listas para aceptar el fluido probablemente necesitan estimulación en un menor grado que el resto del intervalo.

La divergencia es una técnica diseñada para alterar el perfil de inyección en un sistema. Como los fluidos escogen el camino de menor resistencia, la divergencia es principalmente un problema de resistencia. La ley de Darcy para flujo lineal define los parámetros que gobiernan esta resistencia:

$$Q = \frac{K \Delta P A}{\mu L}$$

Donde: Q, es la tasa de flujo o tasa de inyección.

K, es la permeabilidad.

$\Delta P$ , es un diferencial de presión entre el wellbore y la formación.

A, es el área superficial de la zona.

$\mu$ , es la viscosidad del fluido.

L, es la longitud de la formación que está sujeta a cambios de presión.

Es importante alterar la tasa de inyección por unidad de área (Q/A) de modo que todas las zonas reciban fluido a la misma tasa. Las propiedades del yacimiento que pueden causar variación en la tasa de inyección por unidad de área son: la permeabilidad (K), la presión diferencial ( $\Delta P$ ), y la longitud (L). Por lo tanto, para que la tasa de inyección por unidad de área sea igual en todas las zonas:

$$\frac{K_1 \Delta P_1}{L_1} = \frac{K_2 \Delta P_2}{L_2} = \frac{K_n \Delta P_n}{L_n}$$

Es necesario considerar divergencia cuando estas tasas no son iguales. Esta desigualdad puede resultar de:

- Zonas con permeabilidad diferente.
- Zonas con presión de formación diferente.
- Zonas que contienen fluidos con diferente compresibilidad.
- Zonas que contienen fluidos con diferente viscosidad.
- Zonas con fracturas naturales.
- Combinaciones de todas las anteriores.

## 1.2 TIPOS DE DIVERGENTES

Como los fluidos de estimulación tienden a seguir el camino de menor resistencia y los fluidos se ubican en el intervalo de mayor conductividad, algunos tratamientos requieren asegurar la correcta ubicación del fluido de inyección. En esta sección se habla de los métodos que están disponibles para desviar el camino de los fluidos: tasa, métodos mecánicos de aislamiento, bolas selladoras, *Coiled Tubing*, desvío químico e inyección de protección.

### 1.2.1 Tasa

La tasa es considerada como una técnica de divergente, aunque no sea del todo cierto. Se basa en la máxima presión diferencial y tasa de inyección. Su principal función es el bombeo de ácido a las más altas tasas posibles, pero por debajo de la presión de fracturamiento.

Lo más atractivo de esta técnica, es que si se aplica bajo las circunstancias correctas, no es necesario el uso de divergentes, incluso en el tratamiento de grandes intervalos.

### 1.2.2 Métodos Mecánicos De Aislamiento

Está comprobado que los métodos mecánicos son la mejor forma para ubicar fluidos donde naturalmente no viajarían, y si el fluido es mecánicamente bloqueado no tendrá otra opción más que fluir por donde se le permita. Existen varias opciones:

**Tapones puente:** Se usan para evitar el flujo de fluidos por debajo del tapón o *plug*, o cuando la parte superior del *wellbore* necesita algún tratamiento.

**Empaques:** Al igual que los tapones puente, existe una gran variedad de empaques, que cumplen la misma función. Los empaques casi siempre se usan al final del *tubing* y son principalmente utilizados hacia un opuesto directo de un tapón puente para prevenir el flujo de fluidos por encima de la herramienta, permitiendo la inyección o estimulación del fluido de abajo; Es decir, la función del tapón es aislar dos zonas si es utilizado de una forma correcta.

**Empaques y tapones puente:** Combina los dos anteriores métodos mecánicos de aislamiento y se basa en el uso de dos empaques permitiendo el paso de fluido

entre ellos. Es el método que garantiza que el fluido pueda pasar a una zona específica.

### **1.2.3 Bolas Selladoras**

Las Bolas selladoras, como su nombre lo dice, son esferas inyectadas dentro del pozo con el fluido de estimulación para ser acomodadas temporalmente en los diferentes caminos de pérdida de fluido, para así aumentar el recobro y presión de desplazamiento. Las bolas sellantes se dividen según su gravedad específica (comúnmente 0.9 – 1.4) y en tres diferentes tipos como lo son las plomadas, las flotantes y las disolubles (BROWN ET. AL. 1963).

### **1.2.4 Coiled Tubing**

El *coiled tubing* (CT) es una herramienta muy versátil donde los tamaños de tubo más utilizados para acidificaciones y limpieza de *wellbore* son 1¼ y 2 pulgadas de diámetro. Una de las características principales es que una inyección acida puede ser rápidamente llevada a cabo, y si en dado caso no funciona, este tubo puede ser retirado. Además posee una gran habilidad para adjuntar las boquillas para todos los intervalos a tratar o que hayan sido seleccionados (productores de hidrocarburos) zonas estudiadas y además zonas con un alto corte de agua.

Por el contrario como una desventaja, se encuentra que posee limitaciones en la tasa de bombeo, pequeños diámetros que causan altas presiones, y fricción que limitan las tasas de inyección como fuesen deseables y además una gran dificultad en colocar agentes sólidos mediante el CT.

Finalmente se encuentra que una de las grandes características del CT es que se puede llegar a la zona específica que se quiere alcanzar; Es excelente para el

viaje de las espumas tanto acidas como divergentes, ya que por su pequeño diámetro, mantiene la calidad y la estabilidad de la espuma.

### **1.2.5 Desvío Químico**

Una de las técnicas más utilizadas son los divergentes químicos. Sin embargo, es difícil utilizar correctamente estos sistemas. Estos materiales pueden ser utilizados para desviar en perforaciones, en el túnel de perforación, en fracturas y en la formación. La selección del divergente químico a utilizarse en una aplicación particular depende del tipo de producción, temperatura de fondo, los fluidos, el completamiento y el tipo de tratamiento.

Usualmente, el químico divergente escogido es soluble en los fluidos normales de producción, insoluble o marginalmente soluble en los fluidos de formación, relativamente inerte a otros aditivos utilizados en el tratamiento, y con un punto de fusión por encima de la temperatura de fondo.

El fluido transportador para un químico divergente puede ser una salmuera, un acido, un gel, una emulsión o una espuma.

Si el divergente es soluble en el fluido transportador, es importante saturar el fluido transportador con el divergente. Por ejemplo, cuando el ácido benzoico es utilizado en agua fresca, una cantidad significativa de acido benzoico puede disolverse en el fluido transportador. Esto puede resultar en un desvío ineficiente cuando las cantidades inadecuadas de solido alcanzan la zona tratada. Obviamente, se debe utilizar el suficiente divergente para satisfacer la solubilidad del fluido transportador del divergente a condiciones de temperatura de fondo.

Generalmente, las ventajas de los divergentes químicos incluyen bajo costo, fácil uso, y un amplio rango de aplicación (perforaciones, hueco abierto, empaquetamientos con grava, y formaciones fracturadas).

Los primeros intentos de desplazamiento ácido usando aditivos químicos divergentes fueron probados por HARRISON (1972). En 1936, se utilizó una solución jabonosa que reaccionaba con el cloruro de calcio; Más adelante se incluyó cloruro de calcio ( $\text{CaCl}_2$ , más pesado que el ácido) para desviar el agua, y también se utilizó bastante el cloruro de sodio ( $\text{NaCl}$ ).

A mediados de 1950 se usó naftaleno (*mothballs*), fue la primera incursión de divergentes sólidos que eran solubles en el aceite a  $175^\circ\text{F}$ . Finalmente, algunos de los diferentes divergentes químicos que más se utilizan actualmente se nombran a continuación:

**Gránulos de sal ( $\text{NaCl}$ ):** Tiene relativamente baja solubilidad en ácidos fuertes pero es bastante soluble en formaciones acuosas; no debe ser utilizada en formaciones que no producen agua, ya que el agua es el mecanismo para remover. La distribución en tamaño varía de 0.002 a 0.24 pulgadas de diámetro.

**Ácido benzoico ( $\text{C}_6\text{H}_5\text{COOH}$ ):** Es un material inusual que tiene limitaciones de solubilidad tanto para el aceite como para el agua y que posee una gran capacidad de llegar al estado gaseoso rápidamente  $\pm 230^\circ\text{F}$ . Consecuentemente no debe ser utilizado en pozos de gas seco por debajo de esta temperatura.

**Ceras:** Son encontradas de diferentes formas (gránulos, polvo, botones, etc.) por lo tanto son deformables. Estos divergentes son usualmente removidos del pozo por acción de la temperatura, disolución en el hidrocarburo o ambas. Poseen puntos de fusión entre 100 y 200 grados Fahrenheit, por lo cual se debe ser

cuidadoso que la temperatura de tratamiento de la cera no sobrepase la temperatura de fusión para q así esta funcione. Finalmente, las ceras son excelentes para acidificación de formaciones naturalmente fracturadas y carbonatos (GALLUS y PYE 1969).

**Fibras:** Han demostrado un alto rendimiento siendo utilizadas como agente divergente para matrices y tratamiento de fracturas.

**Espumas:** Han sido utilizadas como una alternativa particular de divergentes (THOMPSON y GDANSK 1993). En algunas aplicaciones el uso de espumas puede ser muy útil, como lo es en el empaquetamiento con grava. Por ejemplo, cuando las partículas no pueden pasar o no pueden atravesar totalmente la cara de la formación. Generalmente la espuma es más eficiente en formaciones de altas permeabilidades con alto daño.

Las espumas son similares a las emulsiones en muchas propiedades; sin embargo, estas no sufren la principal desventaja de las emulsiones (dificultad para ser limpiadas).

Mecánicamente, las espumas pueden fluir como líquidos y permanecer inmóviles como los sólidos. Las ventajas más importantes de utilizar espumas como agentes divergentes son:

- Aplicables bajo un rango de presión, temperatura y permeabilidad.
- Facilidad de aplicación.
- Ayuda el tratamiento de reversibilidad (*flowback*).
- Puede ayudar a transportar grava dentro de los vacíos del túnel de perforaciones.

Las propiedades de la espuma varían con la presión y la temperatura, la calidad (más volumen de gas de la espuma aumenta) si fluye lejos del *wellbore*. Esta

propiedad puede ser ventajosa cuando se trata un intervalo con más de una zona que tiene diferentes presiones. En la zona de menor presión, la espuma tendrá mayor calidad y potencialmente mayor efecto divergente.

Las espumas pueden mostrar otras propiedades diferentes de flujo como función de la permeabilidad. La técnica específica de espuma para desvío, utilizada en un diseño de tratamiento, depende de las características individuales del pozo, así como el objetivo de la estimulación. De este modo, se espera que las espumas exhiban propiedades divergentes debidas a la permeabilidad y diferencias de presión.

Otra ventaja de la espuma es la facilidad para generarse y variar la calidad durante los trabajos de bombeo. Las soluciones acuosas así como aceites y alcoholes pueden espumarse con nitrógeno, dióxido de carbono, o gases de petróleo.

Otro beneficio se obtiene durante el *flowback* debido a la habilidad de la espuma para transportar finos liberados e insolubles lejos del área del *wellbore*. Esta propiedad puede ser de particular importancia en la estimulación de yacimientos bajo presionados.

**Píldoras viscosas:** Si el gel no se remueve totalmente, el residuo del gel en las perforaciones podría taponar el flujo y un tratamiento aparte debería ser utilizado para removerlo. El mayor beneficio que ofrecen las espumas y los geles es la reversibilidad.

### **1.2.6 Inyección De Protección**

Se basa en la inyección de un fluido inerte dentro del intervalo más conductivo, mientras se inyecta el ácido dentro del sistema en la zona menos conductiva.

### 1.3 HISTORIA DE LOS AGENTES DIVERGENTES

En 1932 la industria petrolera empezó usando ácido clorhídrico para estimular pozos de petróleo. Inmediatamente surgió el problema de desviar el tratamiento ácido a una zona deseada. Con el paso de los años los métodos de divergencia utilizados han sido dictaminados por el desarrollo de los yacimientos. En el periodo que comprende de 1932 a 1945, los yacimientos de carbonatos Permian Grayburg-San Andrés fueron los primeros objetivos de perforación en la cuenca de Permian. Estos Yacimientos fueron de 3000 a 5000 pies de profundidad y generalmente fueron prolíficos. Los tratamientos de estimulación fueron pequeños en volumen (menos de 2000 galones) y la mayor preocupación fue evitar la acidificación del agua en el fondo. De 1946-1960, los yacimientos de Permiantales como Clearfor, Tubb y Spraberry fueron explotados. Estos yacimientos fueron estimulados con altos volúmenes de ácido o fluidos de fracturamiento, o ambos. Durante 1960, campos profundos de gas (15000-20000 pies), principalmente Ellenburger, requirieron nuevos materiales divergentes para lograr una estimulación efectiva a altas presiones y temperaturas de yacimiento.

**1936 a 1946.** La documentación más temprana de agentes divergentes fue en 1936 cuando una patente fue publicada por Halliburton Oil Well Cementing Co. para el uso de una solución de jabón que reaccionara con cloruro de calcio para formar un precipitado. Este jabón de calcio fue insoluble en agua y soluble en aceite; y actuaba como material divergente para el ácido. Un año después Halliburton publicó una patente de un material divergente que utilizaba cloruro de calcio en gel (*locust vean gumto gel calciumchloride*) para suprimir una zona y por lo tanto desviar el ácido a intervalos sin tratar.

El ácido sulfúrico fue utilizado como agente divergente en conexión con el tratamiento de ácido clorhídrico. Después de ser bombeado el ácido sulfúrico dentro del pozo, las bombas se cierran por un tiempo corto y luego se reanuda el

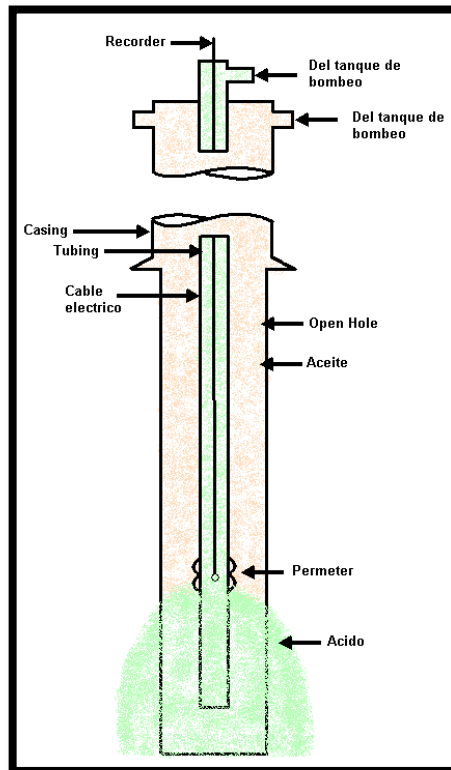
bombeo del ácido clorhídrico. El ácido sulfúrico al entrar en contacto con el carbonato de calcio forma sulfato de calcio insoluble, que fue el agente divergente. Este sistema no fue aceptado, debido a que podría causar un daño potencial a la productividad.

La mayor preocupación en el desarrollo de los yacimientos de carbonatos Gray-Burg-San Andrés fue que el tratamiento se podía extender dentro del agua de fondo, particularmente en los pozos con completamiento a hueco abierto. A finales de los años 30's, varios materiales fueron designados para evitar este problema. DOWELL desarrollo *Blanket*, que fue una solución pesada de cloruro de sodio que depende de su viscosidad para desviar el ácido. Después DOWELL introdujo *Jelly Seal* como la segunda generación de material de bloqueo. Esta fue una goma natural (*locust bean gum*) que cuando se mezcla con agua forma un fluido viscoso y gelatinoso. Cuando se encontró la dificultad en obtener un plug debido a la alta porosidad y permeabilidad, el *jelflake* (celofán), fue mezclado con el *Jelly Seal* para lograr el cierre. Se utilizó un interruptor para bajar la viscosidad del *Jelly Seal* después del tratamiento. Para este propósito, una mezcla de bacterias fue preparada exponiendo la mezcla de *Jelly Seal* en una habitación caliente con aire circulando. Esta se agita de vez en cuando y la licuefacción señala que la bacteria esta lista para su uso. La mezcla de bacteria original fue luego utilizada para inocular grandes cantidades. Cada estación mantiene una olla de mezcla de bacterias para utilizarlas con *Jelly Seal*. A temperaturas por debajo de 100°F, 1 galón de solución bacterial es requerido por cada 20 galones de *Jelly Seal*.

A mediados de 1940, los métodos utilizados para desviar ácidos fueron el *perimeter*, dispositivo de acidificación selectivo (proceso químico) y *electricpilot* (Dowell). Cada herramienta encuentra el contacto entre el fluido conductivo (ácido) y el fluido no conductivo (aceite). Ambos métodos difieren principalmente en que la fuente de poder del primero es localizada bajo la superficie, mientras que la

fuente de poder para el último está en la superficie. Una o más resistencias espaciadas en una fila de electrodos a través de *wireline* y asentadas en un set de tuberías a una profundidad preseleccionada en hueco abierto. El ácido puede ser bombeado a través del *tubing* y el aceite a través del *casing*. Donde fue corrida más de una resistencia, se puede controlar con bastante precisión la profundidad de la interfase variando las tasas de bombeo. La reversa de esto con el ácido en el anular permite tratar la parte superior del hueco. Las desventajas de este sistema son que se necesitan dos camiones de bombeo y que usualmente se necesitan grandes cantidades de volumen de aceite. En el refinamiento de este método de tratamiento, un material de bloqueo fue puesto encima del electrodo, que reduce la pérdida de aceite a la formación y permite colocación más precisa del ácido (Fig. 1).

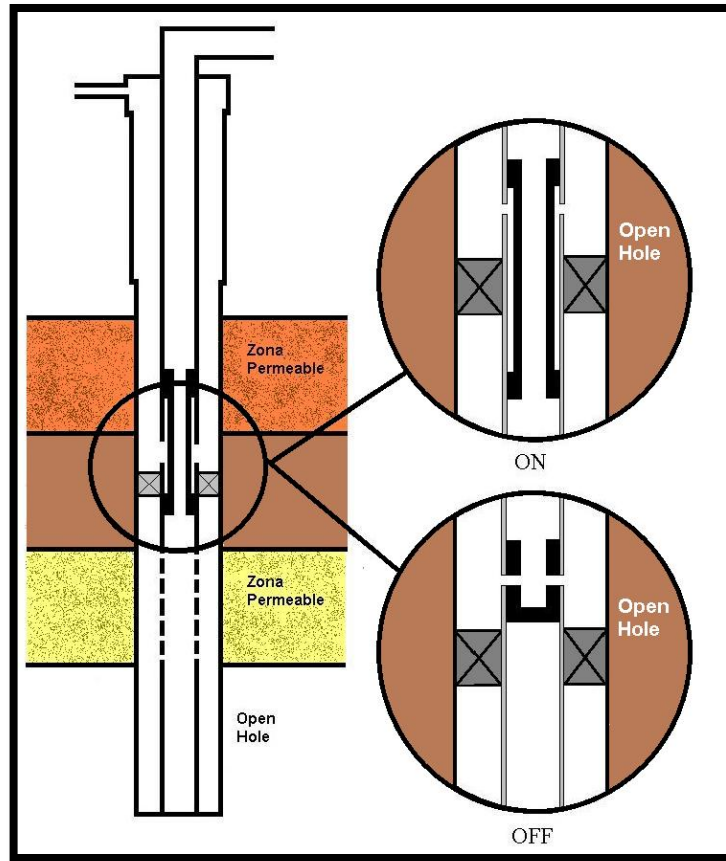
**Figura 1. Desvío a hueco abierto usando un *permeter*.**



**Fuente:** N.W. HARRISON, SPE-AIME, SHELL OIL CO. DIVERTING AGENTS. HISTORY AND APPLICATION. SPE 3653. MODIFICADA

Después de mediados de 1940, en la cuenca Permian se utilizaron *open-holehook Wall packers* (empaque de gancho de pared en hueco abierto). Este empaque, que está disponible con elementos de 48-90 pulgadas, tiene una puerta de choque que permite tratamiento selectivo por encima y por debajo del empaque (Fig. 2). Un *Lynes straddle packer* fue utilizado por primera vez por Shell en 1945 en el campo Monahans. El primer intento de separar la zona a tratar con este empaque no tuvo éxito y fue antes de 1949 que nuevas mejoras permitieron su uso generalizado. El *Lynes Packer* es hidráulicamente accionado como empaque inflable, es excelente para tratamientos en hueco abierto, particularmente en esos que se han vuelto tan grandes que un empaque regular no podría expandirse lo suficiente para ser sellado. Cuando los *Lynes Packers* son utilizados como herramienta de empalme, es posible tratar 3 intervalos (por debajo, entre, y por encima del empaque), sin mover los empaques. Como se invierte tiempo usando los empaques como herramienta divergente, este es un método más costoso.

Figura 2. Desvió usando empaque de pared en hueco abierto.



Fuente: N.W. HARRISON, SPE-AIME, SHELL OIL CO. DIVERTING AGENTS. HISTORY AND APPLICATION.SPE 3653.MODIFICADA

**1946 a 1960.** En 1947 empezó el uso de emulsiones para desviar tratamientos ácidos. De nuevo el material gel fue el *locustbeangum*, y la emulsión resultante, debido a su alta viscosidad, fue utilizada para desviar tratamientos ácidos.

A principios de 1950, simultáneamente con la introducción del proceso de fracturamiento, diferentes tipos de agentes fueron introducidos. Algunos nuevos materiales estimulantes fueron utilizados para tratar y desviar. Alrededor de 1951, cuando los fluidos de fracturamiento de emulsión kerosene-acido fueron introducidos, DOWELL desarrollo *fixfrac*, un agente de bloqueo utilizado para estas emulsiones. *Fixfrac* fue una mezcla de limo, kerosene, un gel (ácido graso y

jabón) y sal clasificada de cloruro de calcio. Fueron utilizadas como agentes divergentes en fracturas y tratamientos ácidos emulsiones de aceite de la fase externa usando goma Batu como emulsificante. También en 1951, ácidos en gel se introdujeron para acidificación y fracturamiento. Si se usa *Strata Lift* en conexión con tratamiento ácido, podría tender a bloquear zonas permeables y desviar el tratamiento a zonas menos permeables.

En 1945 fueron utilizados por primera vez naftalenos (bolas de nafta) como material de bloqueo. Las bolas de nafta trituradas fueron mezcladas con ácido espeso. Se pensaba que el naftaleno soluble en aceite podría ser el agente de bloqueo ideal porque sublima por encima de los 175°F. También en este tiempo fueron utilizadas por primera vez conchas de ostras para tratamientos de estimulación. Anteriormente se usaban para bloquear temporalmente una zona y ser removidas por acidificación. Alrededor de 1954, las conchas de ostras fueron utilizadas con una emulsión de fase interna aceite como agente de bloqueo durante trabajos de estimulación.

Con la acelerada búsqueda de otros agentes divergentes, varios fueron rápidamente introducidos. En 1955, utilizaron caliza triturada y tetraborato de sodio como divergente. El tetraborato de sodio fue discontinuado porque es un veneno y fue remplazado por piedra de sal (*rock salt*). La piedra de sal tuvo bastante uso en la cuenca Permian, porque está disponible, es económica, y es fácil de manipular. En 1956 por primera vez se usó Gilsonita como aditivo y agente divergente. También se intentó como material divergente Perlita en aceite gelificado. En 1956 se examinó por primera vez goma de guar como agente divergente. Su alta viscosidad la hace ideal para llevar muchos de los materiales de bloqueo, y ha sido ampliamente utilizada en esa capacidad como gel para fluidos de fracturamiento base agua.

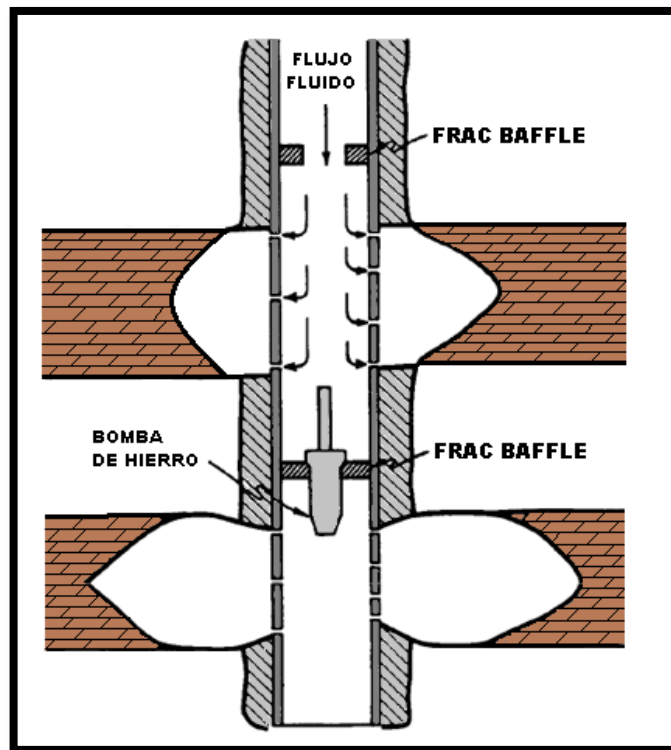
El mayor cambio en agentes divergentes ocurrió cuando fueron desarrolladas bolas selladoras (*ballsealers*) para un mejor desvío. Después de la II guerra mundial y la introducción del chorro de perforación, la industria empezó a dar vuelta al *casing* como el significado más eficiente de completamiento. El problema de desviar fluidos estimulantes fue el mismo que se tuvo con los trabajos de hueco abierto. Aunque otros métodos habían sido efectivos en algunos casos, el mayor problema era determinar el volumen correcto de materiales bloqueantes. En 1956, La Western Co. introdujo una pelota de goma utilizada para cerrar perforaciones en el *casing* y de tal modo desviar fluidos a otras perforaciones. Aunque las primeras bolas selladoras fueron hechas de goma sólida Hycar y de 7/8 pulgadas en diámetro, ahora hay diferentes tipos. Las bolas selladoras pueden ser encontradas en tamaños desde 5/8 a 1¼ pulgadas en diámetro. Se han creado bolas de nylon sólido, bolas de aluminio, bolas de aluminio cubiertas de goma, bolas fenólicas cubiertas de goma (estables a altas temperaturas), y hasta bolas plásticas consolidadas de cascara de nuez (CHANNELBAN-DOWELL). Los sellos de bolas de nuez fueron hechos para aliviar incrementos excesivos de presión como los que resultan cuando las perforaciones son completadas con bolas selladoras sólidas.

**1960 a 1970.** Otra técnica para estimulación con fluidos divergentes fue introducida en 1961 bajo el concepto de limitar el número de perforaciones. Hoy en día, la entrada limitada es uno de los métodos más eficientes para desviar. La experiencia ha demostrado que para sacarle mayor provecho al tratamiento de fracturas, es conveniente descomponer dichas fracturas. Esto se puede lograr con tratamientos ácidos de alta tasa y gran volumen, pero este aprovechamiento es costoso. La mejor forma es utilizar el ácido y las bolas selladoras antes de fracturar.

El *Frac Baffle*, introducido por la Western Co. En 1965, fue en efecto una nueva técnica de completamiento. En este método de divergencia, uno o más *bafflerings*

(anillos baffle) son introducidos, estos disminuyen el diámetro cuando aumenta la profundidad. Estos anillos (de 4 pulgadas y 3 pulgadas en tamaño para *casing* de 5 ½) son diseñados para aceptar una bola selladora gigante o bomba y que haga un sello completo como lo haría un *plug* de cemento. En el completamiento, la zona más baja es perforada y la fractura concentrada a través del *casing*. Cuando el nivel es bombeado, una bomba es insertada en el *casing* y la parte más baja es sellada (Fig.3.). Manteniendo la presión de inyección, la siguiente zona es perforada y la siguiente sección de fluido es bombeada. Este método se puede aplicar hasta en 3 secciones.

**Figura 3. Método de desvío Frac Baffle.**



**Fuente:** N.W. HARRISON, SPE-AIME, SHELL OIL CO. DIVERTING AGENTS. HISTORY AND APPLICATION. SPE 3653.

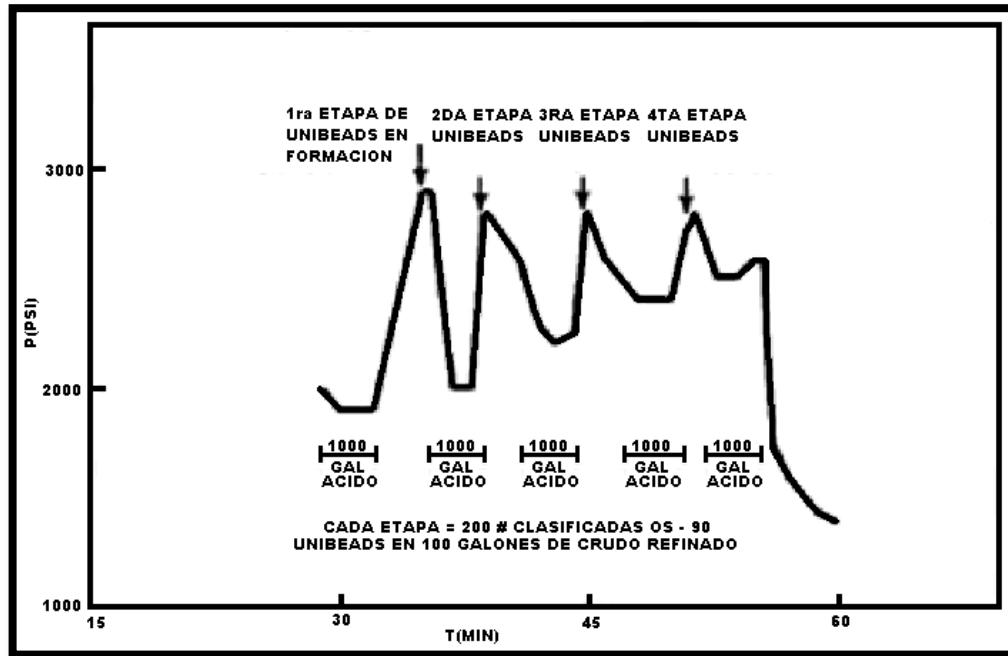
En 1962, un polímero sintético (Dowell's FLAX-2 and Halliburton's Matriseal) fue llevado a cabo como agente divergente. Este material primero fue diseñado para

trabajos de acidificación de la matriz en calizas y desde entonces ha sido utilizado en yacimientos carbonatados. El material es inerte, pero en presencia de ácido se hincha de 30 a 40 veces su tamaño original. El polímero se vuelve de diferentes formas y tamaños, regular e irregular. Las partículas son plegables, deformables y degradables.

Un método interesante de desvío es el llamado técnica de fracturamiento *Pine Island*, utilizado en 1964 en el campo Pine Island de Louisiana y el campo Luling de Texas. En este método, la zona más baja es perforada y fracturada. Luego la siguiente zona en el pozo es perforada, y antes del siguiente paso el fluido fracturante es bombeado, las perforaciones previas son bloqueadas por grava, arena o ambas.

Union Oil Co. de California en 1965 introdujeron *Unibeads* como material bloqueante. Este material, que es una mezcla especial de polímeros producto de refinería tuvo una gran aceptación. Los *unibeads* están disponibles a 3 temperaturas de solubilidad diferentes en 24 horas (OS-90, Soluble a 90°F; OS-130, soluble a 125°F; y OS.160, soluble a 155°F). El material está disponible en botones (1/4-3/8 pulgadas en diámetro) y en partículas clasificadas (de 8-100 de malla). Este puede ser utilizado igualmente en agua o aceite como medio de transporte y este es soluble en aceite, insoluble en agua, deformable, y degradables a temperaturas. La Fig. 4 ilustra el comportamiento de la presión para un tratamiento ácido de 5000 galones en un pozo en el campo Justis. La zona Fusselman de 7153-7204 pies (20 pozos) fue tratada con ácido y los *Unibeads* para el desvío en una falla que ocurrió después del tratamiento ácido inicial.

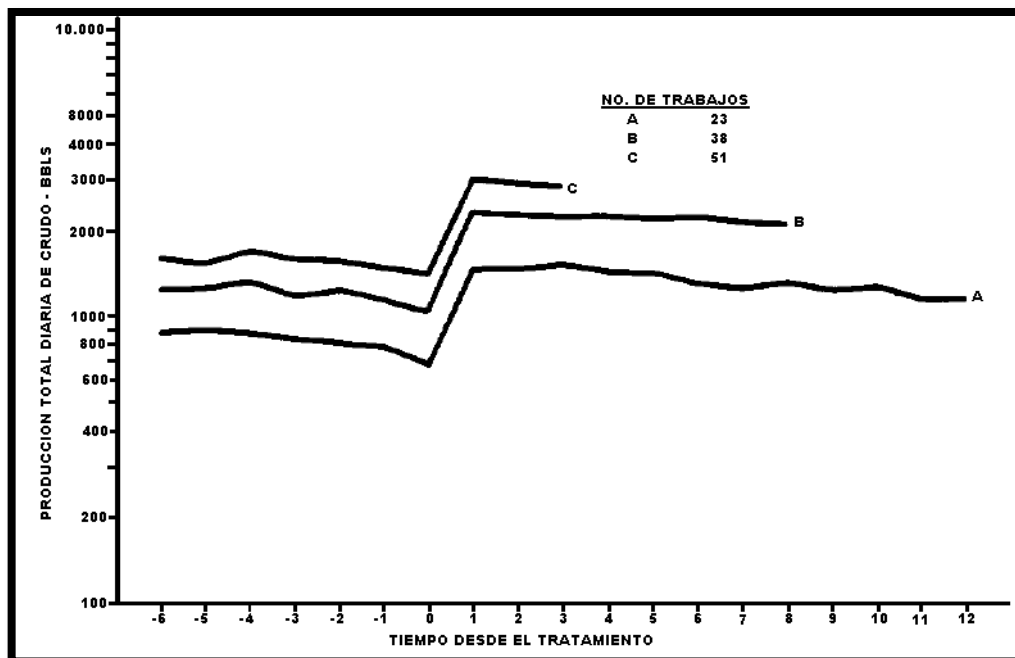
**Figura 4. Comportamiento de la presión para un tratamiento ácido de 5000 galones.**



**Fuente:** N.W. HARRISON, SPE-AIME, SHELL OIL CO. DIVERTING AGENTS. HISTORY AND APPLICATION. SPE 3653.

La experiencia de Shell con *unibeads* es mostrada en la Fig. 5. Las curvas se basan en resultados de tratamiento ácido y fracturas. La curva A muestra 12 meses después de la producción en 23 trabajos e indica aproximadamente la misma tasa de declinación antes y después del tratamiento, que sugiere, que un desvío adecuado de los fluidos de estimulación en vez de solo remover el daño, adicionalmente el pago se abrió a la producción. La curva C, refleja 51 trabajos, e indica que la producción incremento 2,1 veces, de 1400 hasta 3000 BOPD.

**Figura 5. Resultados del tratamiento con Unibeads.**



**Fuente:** N.W. HARRISON, SPE-AIME, SHELL OIL CO. DIVERTING AGENTS. HISTORY AND APPLICATION. SPE 3653.

En 1966 se usó *chickenfeed* (comida de pollo), fue un agente divergente utilizado por DOWELL en pozos profundos de gas seco. Este es una agente clasificado y de la tierra (maíz y otros granos de alimentos) utilizado como agente de bloqueo en tratamientos ácidos. Este es una mezcla de proteínas, goma, carbohidratos que son completamente degradados en presencia de agua, salmuera y acido.

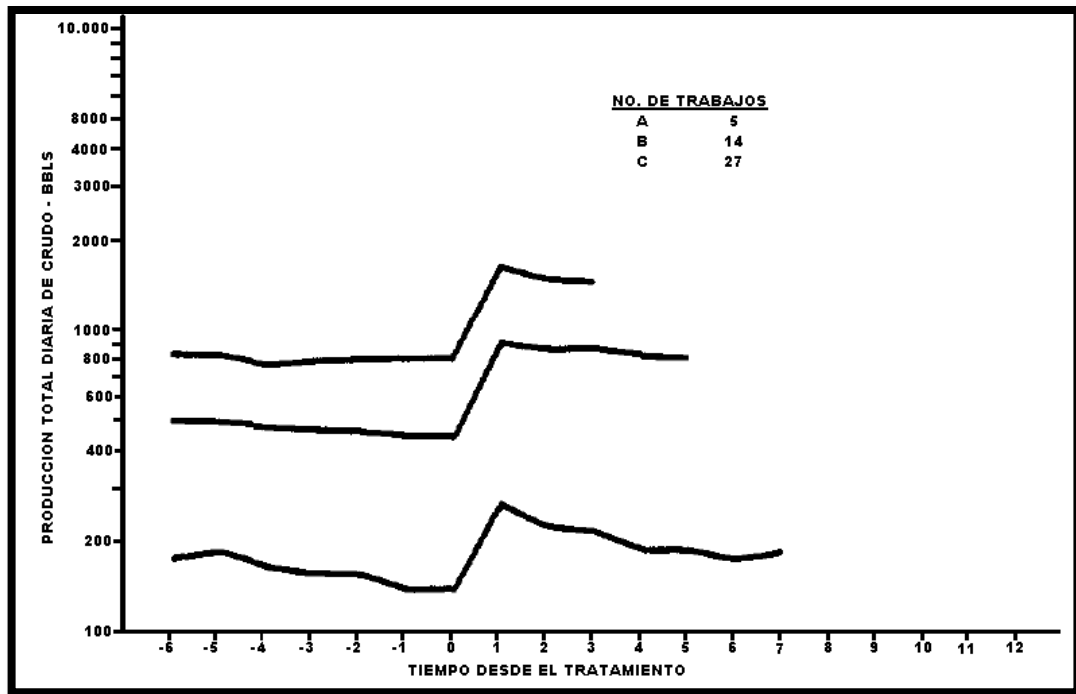
Cardinal Chemical Co. introdujo en 1967 la técnica de tratamiento “Tempo-Trol”, que emplea una medida de la temperatura en conexión con el tratamiento de estimulación. Un registro base de temperatura se corre y luego una etapa de material de simulación es bombeada, una segunda medida de la temperatura se corre para determinar el intervalo tratado. Sabiendo la longitud aproximada del intervalo a ser tratado, se puede estimar con precisión el volumen del material bloqueante necesitado para desviar la siguiente etapa.

En 1960 los fluidos para desviar cambiaron muy poco. Las aguas gel, ácidos gel, aceite gel, emulsiones aceite-agua y aceite-acido fueron modificados para hacerlos más eficientes como fluidos divergentes y transportadores. La variedad disponible de materiales puente incrementó durante 1960 y los nuevos materiales fueron básicamente el resultado de utilizar más materiales a base de polímeros para bloquear.

A finales de 1960 fue introducido el paraformaldehído como agente de bloqueo. Este material divergente es utilizado en los pozos profundos (18000 pies y más profundos) de gas seco de Ellenburger. A altas temperaturas (250°F-350°F) los agentes de bloqueo convencionales no son adecuados para tratamientos de estimulación divergente. El paraformaldehído es degradable con la temperatura y es soluble en agua y aceite. Una precaución debe ser anotada con el paraformaldehído: cuando se usa con un fluido de goma gar, el paraformaldehído destruirá el rompedor en el fluido y puede prevenir el rompimiento en el yacimiento.

El ácido benzoico fue utilizado exitosamente en 1969 y se convirtió rápidamente en uno de los agentes divergentes más populares. Las escamas de ácido benzoico desvían formando una torta filtro en la formación. Los tamaños clasificados bloquean igual que otros agentes divergentes sólidos. Estos tienen una ventaja distinta de otros agentes divergentes y es que son solubles en agua o en aceite. La solubilidad en fluidos acuosos aumenta como el pH y la temperatura aumenta. La solubilidad de las escamas en aceite y fluidos acuosos es la que hace que estos fluidos sean utilizados con seguridad con algún medio de transporte. La Fig. 6. Muestra los resultados obtenidos por Shell en el uso de escamas de ácido benzoico en fracturas y tratamientos ácidos. La duplicación de la producción es similar a los resultados obtenidos con *Unibeads*. La curva C, refleja 27 trabajos, muestra un incremento de la producción aproximadamente de 720 a 1450 BOPD.

Figura 6. Resultados del tratamiento con acido benzoico.



Fuente: N.W. HARRISON, SPE-AIME, SHELL OIL CO. DIVERTING AGENTS. HISTORY AND APPLICATION. SPE 3653.

## **2. ESPUMAS**

Este capítulo abarca desde la historia de las espumas en la industria petrolera hasta el comportamiento fisicoquímico de las espumas en general. En la primera parte se da una breve historia de las espumas, la segunda conceptos básicos de las espumas, la tercera parte habla de tipos de agentes espumantes y características, en las otras secciones se abordan temas como las propiedades de las espumas, etapas de la vida de la espuma, y finalmente el comportamiento de la espuma en el medio poroso con algunos ejemplos y empresas que comercializan espumas.

### **2.1 HISTORIA DE LAS ESPUMAS PARA BLOQUEO DE ZONAS Y CONTROL DE MOVILIDAD**

BERNARD AND HOLM (1965) fueron los primeros en indicar que las espumas podían bloquear selectivamente las zonas de alta permeabilidad (o menores zonas de daño), mientras que en el año 1969 SMITH ET AL. Propuso el uso de divergentes para tratamientos ácidos.

El concepto de espuma para control de movilidad en la recuperación de petróleo fue sugerido en 1958 por BOND Y HOLBROOK. La primera investigación en los mecanismos de procesos de inyección de espuma fue hecha por FRIED. Los pioneros en esta investigación fueron BERNARD y HOLM de Union Oil Co. y MARSDEN y sus colegas en la universidad de Stanford durante 1960.

El primer proceso patentado para el proceso espuma-vapor fue una patente concedida a NEEDHAM en 1968, que describe un proceso donde el vapor es

desviado del estrato de alta permeabilidad al estrato de baja permeabilidad de un *plug*. La aplicación de vapor-espuma para mejorar los perfiles de inyección de pozos remojados con vapor fue reportada por FITCH y MINTER. La descripción del proceso de inyección de espuma-vapor para control de segregación gravitacional y los resultados de la primera prueba de campo del proceso fueron descritos en una patente concedida a DILGREN ET AL en 1978.

En los años 80's se reportaron un gran número de pruebas de campo y resultados de investigación. MARSDEN preparó un estudio acerca de espumas en el medio poroso en 1985. En 1986 BRIJ y BINCENT realizaron una evaluación a nivel de laboratorio de agentes espumantes, realizaron medidas de la estabilidad de la espuma a altas temperaturas. Un estudio de la reología de la espuma fue preparado por HELLER y KUNTAMUKKULA en 1987.

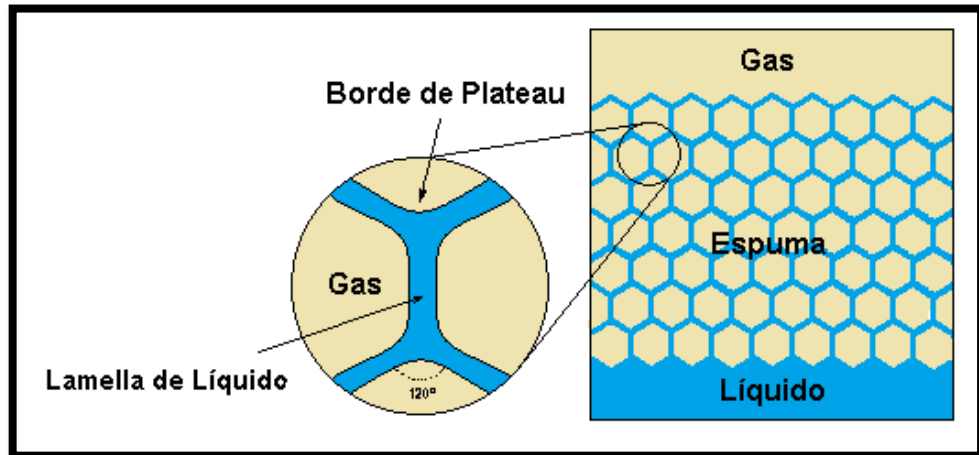
Un estudio del comportamiento de las espumas a condiciones de yacimiento fue realizado por SULFRIDGE ET AL en 1989. En este mismo año HIRASAKI investigó el proceso vapor-espuma. En 1993 THOMPSON y GDANSKI realizaron un estudio a nivel de laboratorio para el desvío de tratamiento ácido con espuma. HOLT y VASSENDEN realizaron un *screening* de las implicaciones de los efectos de la presión en la estabilidad de la espuma. En el año 2006 YAN realizó una investigación de las espumas para control de movilidad.

## **2.2 TEORIA DE LAS ESPUMAS**

La mayoría de las espumas, tal cual se encuentran en un vaso de cerveza o en soluciones de limpieza, son una dispersión meta estable de un volumen relativamente alto de gas (entre 60 y 97%) en una fase continua de líquido. Una definición sería: "aglomeración de burbujas de gas separadas unas de otras por laminas delgadas de líquido". La mayoría de espumas (como en la superficie de

las facilidades y tuberías) se forman cuando el gas contacta el líquido en presencia de un mecanismo de agitación.

**Figura 7. Estructura de la espuma.**

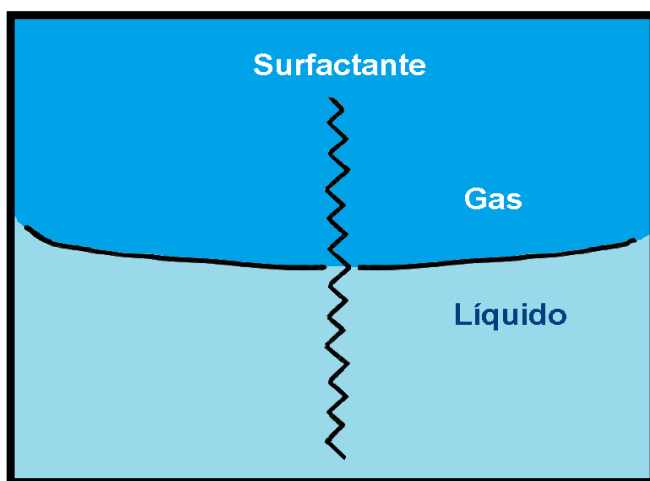


**Fuente:** HOLSTEIN, Edward y LAKE, Larry. Petroleum Engineering Handbook. Volume V.

Modificada

Las películas delgadas de líquido separadas por burbujas de gas son definidas como lamellas: y la unión de las 3 lamellas a un ángulo de  $120^\circ$  se conoce como el borde de Plateau (Fig. 7). En las espumas resistentes, las burbujas esféricas de gas empiezan a transformarse en celdas de espuma, poliedros separados por películas líquidas delgadas casi planas. Esta espuma se conoce como espuma seca. En 3 dimensiones, 4 bordes Plateause encuentran en un punto formando un ángulo tetraédrico de aproximadamente  $109^\circ$ .

**Figura 8. Representación de una molécula de polímero que reside en la interfase liquido/gas.**



**Fuente:** HOLSTEIN, Edward y LAKE, Larry. Petroleum Engineering Handbook. Volume V.  
Modificada

Debido a la separación de sus componentes, la mayoría de las espumas tienden a romperse rápidamente. Se han reportado casos en los que el tiempo de vida media de una espuma convencional ha sido menor a 1 segundo. Una solución a esta limitación consiste en adicionar a la fase líquida concentraciones pequeñas de surfactante. El surfactante se ubica en la interfase de los dos fluidos impidiendo la separación del gas y el líquido y aumentando la estabilidad de la espuma. Por diferencia de densidades, la fase gaseosa en una espuma tiende a ascender, mientras la fase líquida tiende a depositarse, ocasionando la ruptura temprana de la espuma. Sin embargo, la repulsión de las superficies con cargas iguales del surfactante impide que este fenómeno ocurra.

### **2.3 AGENTES ESPUMANTES**

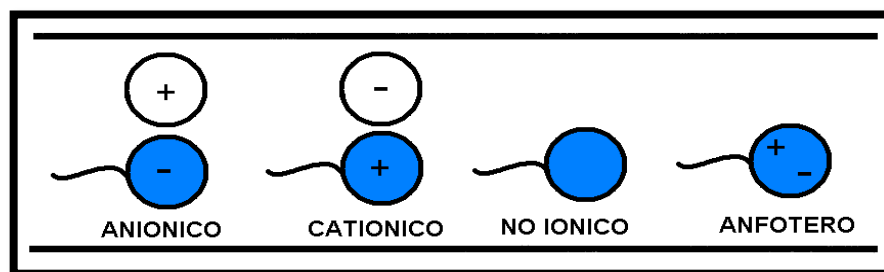
Asimismo, son los surfactantes o tensoactivos los que le brindan estabilidad a la espuma, por lo tanto son el tercer ingrediente necesario para su formación. Es

fundamental entender la química básica del surfactante cuando se selecciona el surfactante apropiado para una aplicación dada de espuma.

Una molécula de surfactante contiene, dentro de la misma molécula, un segmento polar y uno no polar. El segmento polar o hidrofílico de una molécula de surfactante tiene una fuerte afinidad química por el agua. El segmento no polar o lipofílico tiene una fuerte afinidad química para las moléculas no polares de hidrocarburos. Cuando el agua y el aceite o el agua y el gas están en contacto, las moléculas de surfactante tienden a dividir la interfase aceite/agua o la interfase gas/agua y reduce la tensión interfacial de la interfase. La Figura 8 representa una molécula de surfactante que reside en la interfase liquido/gas. La ubicación del surfactante en la interfase gas/agua y la disminución de la tensión superficial es el mecanismo principal por el cual los surfactantes estabilizan la dispersiones de gas en el agua para formar una espuma meta estable. Una de las propiedades fundamentales de los surfactantes es la fuerte tendencia a adsorberse en las superficies o en las interfases. El surfactante asume el papel principal en la formulación y persistencia de la espuma. Los surfactantes se dividen en 4 tipos (Figura 9) según a la química de la molécula polar:

- Aniónicos (con carga negativa).
- Catiónicos (con carga positiva).
- No iónicos (sin carga).
- Anfóteros (con carga tanto positiva como negativa).

**Figura 9. Tipos de surfactantes.**



Fuente: El autor.

En cualquiera de los tipos de surfactantes, pueden existir variaciones sustanciales en su química y desempeño. La química, el tamaño, el grado de ramificación del segmento lipofílico de la molécula de surfactante pueden tener mayor impacto en el desempeño surfactante-espuma, al igual que la química de la porción hidrofílica de una molécula surfactante lo pueden tener. Incluso diferencias pequeñas y sutiles en el segmento lipofílico pueden alterar las propiedades dramáticamente. La mayoría de los productos surfactantes comerciales utilizados en las espumas contienen una distribución de tipos de surfactantes y tamaños que los hacen más complejos. Se ha encontrado (ELSON y MARSDEN, 1978), que los agentes espumantes catiónicos son mejores que los demás porque demostraron tener más estabilidad en el tiempo.

El grupo polar de los surfactantes aniónicos en la mayoría de los casos está conformado por una sal y en algunas ocasiones por un ácido. Estos surfactantes son comúnmente empleados debido a su alta estabilidad química, alta resistencia a la retención, disponibilidad comercial y bajo precio. Algunos de estos surfactantes son los sulfatos, carboxílicos y fosfatos. En los surfactantes catiónicos, al igual que los aniónicos, su grupo está conformado por una sal. Con poca frecuencia se usan, debido a que las arcillas y las arenas los absorben fácilmente y debido a su alto valor comercial. Los surfactantes no-iónicos no poseen una sal en el grupo polar. El grupo está constituido en la mayoría de los casos por alcoholes, éteres o polímeros. Estos son menos sensibles a altas salinidades y su valor comercial es relativamente bajo. Los surfactantes anfotéricos exhiben dos o más clases de tensoactivos. Pueden tener comportamiento aniónico o catiónico. Actúan dependiendo del pH del medio en que se encuentren (en un medio básico se comportan como aniónicos y en un medio ácido como catiónicos). Este tipo de surfactante se usa solo en casos particulares debido a su alto costo.

## 2.4 PROPIEDADES DE LAS ESPUMAS

Varias propiedades importantes para la caracterización de la mayoría de las espumas son: la calidad de la espuma, la textura de la espuma, la distribución del tamaño de la burbuja, estabilidad de la espuma y la densidad de la espuma.

### 2.4.1 Calidad

La calidad de la espuma es el porcentaje de volumen de gas dentro de la espuma a una presión y temperatura específicas. Las calidades de las espumas pueden exceder el 97%. Las espumas que tienen alta calidad de tal manera que las celdas estén hechas de películas de poliedro líquidas, son conocidas como espumas secas. En la industria petrolera se encuentran calidades típicas entre 75 y 90%. Cuando se propaga en el medio poroso, la movilidad de muchas espumas disminuye a medida que aumenta la calidad hasta el límite superior de la estabilidad de la espuma (un límite superior de la calidad de la espuma es a menudo > 93%). Cuando se trata con espumas de vapor, la calidad del vapor se refiere a la fracción de masa de agua que se convierte en vapor.

La Calidad de la espuma (Q) es la fracción volumétrica de la espuma que es gas, usualmente a condiciones de fondo de pozo.

$$Q = \frac{V_g}{V_g + V_l} = \frac{q_g}{q_g + q_l} \text{ (bajo condiciones estáticas)}$$

### 2.4.2 Textura

La textura de la espuma es una medida del tamaño promedio de las burbujas de gas. En general, si la textura de la espuma se vuelve más fina, la espuma tendrá mejor resistencia al flujo en la matriz de la roca.

### **2.4.3 Distribución Del Tamaño De Burbuja**

Es una medida de la variación del tamaño de las burbujas de la espuma. Esta variación en el tamaño se califica como homogénea o heterogénea según sea el caso. Cuando se mantienen todas las otras variables constantes, una espuma con una amplia distribución del tamaño de las burbujas de gas será menos estable debido a la difusión del gas de burbujas pequeñas a grandes. La resistencia al flujo impartida por la espuma en el medio poroso será más alta cuando el tamaño de burbuja sea relativamente homogéneo.

### **2.4.4 Estabilidad O Durabilidad**

La estabilidad de las espumas base agua depende de las propiedades físicas y químicas de la película de agua estabilizada con surfactante separada de las burbujas de gas. Las espumas son metaestables; por lo tanto, todas las espumas eventualmente se descompondrán. La descomposición de la espuma es un resultado de las películas excesivamente delgadas y la ruptura con el tiempo y el resultado de la difusión del gas de pequeñas burbujas a grandes burbujas (esto engrosa el tamaño de la burbuja). Efectos externos, como el contacto con un rompedor de espuma (ejemplo aceite o salinidades adversas), contacto con una superficie hidrofóbica, y calentamiento local puede romper la estructura de la espuma.

Los factores que afectan la estabilidad de la lámina de espuma incluyen drenaje gravitacional, succión capilar, elasticidad de la superficie, viscosidad, repulsión eléctrica de doble capa, y repulsión estérica.

La adición de sustancias que aumenten la viscosidad de la fase líquida, al igual que la presencia de sustancias sólidas pulverizadas de tamaño muy fino y la utilización de líquidos con tensiones de vapor bajas, aumentan la estabilidad de

una espuma. Sistemas con altas presiones contribuyen también al aumento en la estabilidad de las espumas. Se incrementan los factores de reducción de movilidad del gas.

El colapso inducido de una espuma convencional puede ocurrir por calentamiento local, por altas salinidades, contacto con aceite y/o altas tasas de producción. La estabilidad de la espuma en el medio poroso evoca una serie de consideraciones adicionales que son mencionadas más adelante.

El calentamiento local causa una reducción en la absorción del surfactante (en la interfase gas/líquido), lo que ocasiona el adelgazamiento de las láminas de líquido y la coalescencia de las burbujas de gas. Sin embargo, existen surfactantes que han permitido generar espumas estables a temperaturas cercanas a los 500°F.

Las altas salinidades usualmente ocasionan la degradación química del surfactante. En ambientes con altas salinidades, la formación in-situ de la espuma podría no ocurrir. Para solucionar esto, se emplean surfactantes resistentes a la salinidad o se inyectan pre-flujos salinos en las zonas a tratar.

#### **2.4.5 Densidad**

Una de las características atractivas de las espumas para utilizarse en una inyección de gas es la baja densidad efectiva de estas. (Como nota de referencia, la mayoría de las espumas formuladas con CO<sub>2</sub> pueden alcanzar densidades mayores que la densidad de algunos crudos). La característica de baja densidad tiene ramificaciones positivas para espumas utilizadas como control de movilidad y como bloqueo al flujo. La baja densidad efectiva hace que la espuma se ubique en lo alto del intervalo del yacimiento donde el flujo de la inyección de gas o la producción de gas preferiblemente está ocurriendo.

Para aclarar técnicamente, el flujo de espuma en el medio poroso realmente ocurre como un tren de burbujas de gas separado por láminas de líquido. Por lo tanto, estrictamente hablando, el flujo de la espuma en el medio poroso ocurre como dos fases de flujo, flujo de burbujas de gas y flujo de láminas de líquido. En este punto de vista técnicamente más correcto, es realmente la baja densidad de la fase gas la que favorece la ubicación de la espuma en lo más alto del yacimiento. Durante la inyección de gas así como la inyección de vapor o CO<sub>2</sub>, las espumas de bajas densidades utilizadas para control de movilidad se adaptan bien a la dirección y reduce los problemas comunes de redirección del gas que a menudo se opone al contacto con la saturación de aceite en lo más bajo en el intervalo de yacimiento. El control de movilidad selectivo por espumas de baja densidad en la porción más alta del yacimiento forzarías desplazamiento de fluido de gas al contacto con las secciones saturadas con aceite en lo más bajo del yacimiento.

En este sentido, las espumas para uso en tratamiento de agentes de bloqueo son muy adecuadas para tratar problemas de *“gas coning y gas cusping”*. También la redirección del gas en un yacimiento relativamente homogéneo con buena permeabilidad relativa vertical causa producción excesiva de gas en el intervalo más alto de los pozos de producción. La baja densidad de la espuma bloqueante de gas ayuda favorablemente la ubicación alrededor de estos problemas.

Cuando se considera el beneficio potencial de la baja densidad durante la ubicación de la espuma en una operación, es necesario considerar cuidadosamente los efectos relativos de la fuerzas gravitacionales vs las fuerzas viscosas que operan durante la ubicación de la espuma. Es decir, se necesita evaluar el gradiente diferencial de presión horizontal versus el gradiente diferencial vertical que la espuma experimentara durante su flujo y/o ubicación en el yacimiento.

## 2.4.6 Movilidad

La movilidad de una espuma en el medio poroso puede ser expresada de manera análoga a la movilidad de los fluidos newtonianos continuos:

$$\lambda_f = \frac{K \times k_{rf}}{\mu_f}$$

Donde:  $\lambda_f$ , es la movilidad de la espuma.  
 $K$ , es la permeabilidad absoluta.  
 $k_{rf}$ , es la permeabilidad relativa a la espuma.  
 $\mu_f$ , es la viscosidad de la espuma.

Es importante tener en cuenta que la movilidad de una espuma atrapada es igual a 0 (ideal en procesos de bloqueo de fluidos).

## 2.4.7 Viscosidad Efectiva

La viscosidad efectiva de una espuma puede expresarse de la siguiente manera:

$$\mu_f = \mu_g + \frac{\alpha \times \eta_f}{v_f^c}$$

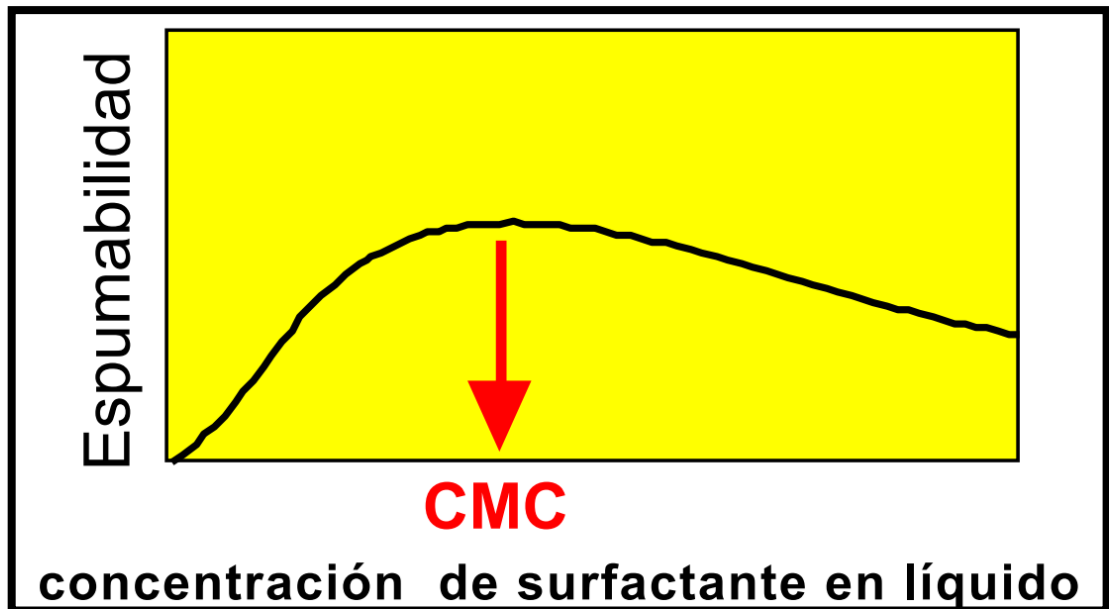
Dónde:  $\mu_g$ , es la viscosidad de la fase continúa de gas.  
 $\alpha$ , es una constante de proporcionalidad que varía con la permeabilidad y el tipo de surfactante.  
 $\eta_f$ , es la textura.  
 $v$ , es la velocidad intersticial.  
 $c$ , es un exponente que expresa el comportamiento *shear-thinning* de la espuma.

La ecuación es el resultado del flujo de espuma a través de tubos capilares. Estos estudios mostraron que el valor teórico de  $c$  es cercano a  $1/3$ . La viscosidad efectiva de una espuma aumenta con el incremento de la permeabilidad y de la succión capilar. Esto resulta de gran utilidad en procesos de bloqueo de zonas.

## 2.5 CONCENTRACION MICELAR CRITICA (CMC)

A baja concentración de surfactante, la tensión superficial se parece a la del agua pura y por tanto no hay un gradiente de tensión apreciable por estiramiento de la película. Esto corresponde con las medidas experimentales que indican que la espumabilidad aumenta a medida que la concentración de surfactante se incrementa hasta la concentración micelar crítica (CMC), y que a continuación ésta tiende a invertirse como lo indica la Figura 10.

**Figura 10. Variación típica de la espumabilidad con la concentración del tensoactivo en fase líquida.**



**Fuente:** SALAGER, Jean-Louis, ANDEREZ, José María y FORGIARINI, Ana. INFLUENCIA DE LA FORMULACION SOBRE LAS ESPUMAS. Traducido por: María Gabriela Molina.

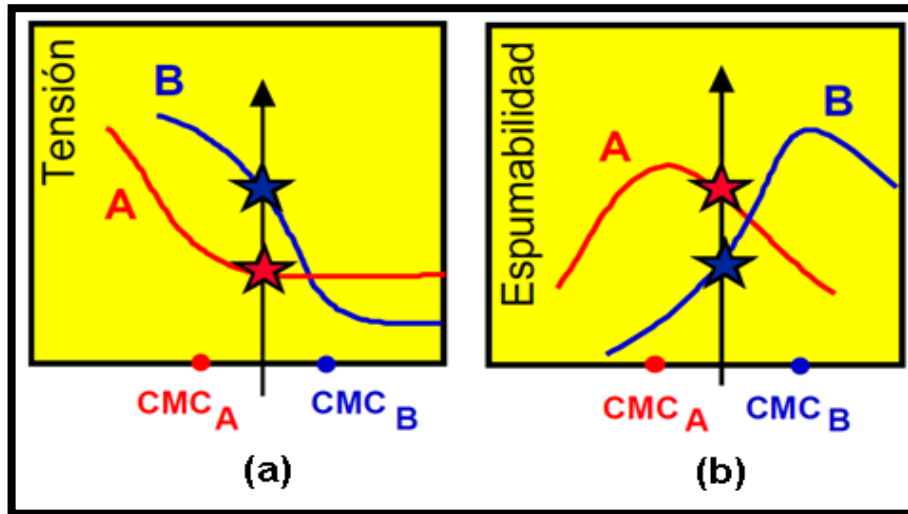
## 2.6 EFICACIA Y EFECTIVIDAD

Se ha visto que la espumabilidad pasa típicamente por un máximo cuando se trazan sus variaciones en función de la concentración del surfactante (Figura 10). Se indicó también que el valor máximo de espumabilidad es afectada por la concentración en general cercana a la CMC, a la cual el surfactante es más eficaz como agente espumante.

La **eficacia** es por tanto la concentración a la cual el máximo de espumabilidad es afectado, y ésta corresponde, en la mayoría de los casos, con las excepciones vistas previamente, a la CMC y varía por tanto como ésta; y se sabe que se puede reducir o aumentar a voluntad en función de las obligaciones de costo, de toxicidad o de otras consideraciones.

Al contrario la **efectividad** mide la importancia del efecto producido, es decir la cantidad de espuma, la cual varía con la concentración y el tipo de surfactante. La Figura 11a indica la variación de la tensión y la Figura 11b la variación de la espumabilidad en función de la concentración de surfactante para dos sistemas catalogados como A y B.

**Figura 11. Variación de la tensión superficial y de la espumabilidad en función de la concentración de surfactante para dos sustancias A y B.**



**Fuente:** SALAGER, Jean-Louis, ANDEREZ, José María y FORGIARINI, Ana. INFLUENCIA DE LA FORMULACION SOBRE LAS ESPUMAS. Traducido por: María Gabriela Molina.

Las curvas de tensión indican que el surfactante A posee una CMC más baja, pero la disminución de tensión que ésta produce a su CMC es menor que el correspondiente al surfactante B a su CMC respectiva.

Como se indica en la Figura 11b, la máxima espumabilidad (a la CMC) de B es superior a la de A. Es claro que A es más eficaz, por lo que B es más efectivo, y es por tanto este último es mejor agente espumante. Resta a saber de todas formas si se está listo a aumentar la concentración hasta el valor correspondiente a la CMC de B para concretar ésta ventaja.

Si ahora se sitúa sobre la concentración indicada por la flecha vertical para realizar una experiencia de espumabilidad, se está tentado a concluir lo contrario, diciendo que A es el mejor espumante, ya que es éste el que produce mayor espuma a esta concentración. Se puede observar fácilmente el riesgo de mala interpretación

de los resultados experimentales si no se comprende bien las sutilidades de la fenomenología.

La primera parte estuvo consagrada en examinar el papel que juegan los surfactantes con cada uno de los efectos que pueden intervenir en la vida de una espuma y cómo sus efectos influyen en las propiedades de ésta. Ahora se avanzará un poco en sentido a la previsión de la fenomenología.

Se debe de antemano escoger una propiedad a maximizar y ya que la eficacia es ciertamente fácil a optimizar por su relación con la CMC, se escogerá la espumabilidad.

## **2.7 ESPUMAS EN LA INDUSTRIA PETROLERA**

Las espumas son muy importantes dentro de varios campos, algunas de las aplicaciones más importantes a nivel industrial son: en la lucha contra incendios, separación de minerales, limpieza, manufactura de vehículos, alimentos, recuperación de petróleo, entre otras. En este caso se hablará directamente de su uso dentro del sector petrolero y más específicamente como agente de bloqueo.

Actualmente, las 3 aplicaciones más importantes de las espumas en el campo petrolero son: como agente de control de movilidad durante la inyección de vapor, como agente de control de movilidad durante la inyección de CO<sub>2</sub>, y como una agente de bloqueo al gas localizado alrededor de pozos de producción, a menudo en conjunto con proyectos de inyección de gas.

Aunque por más de 40 años se ha considerado y estudiado el uso de las espumas para aplicaciones de recobro, aun a la fecha no se ha masificado la aplicación de estas para mejorar el recobro de petróleo.

En los últimos años se ha cambiado el foco de desarrollo y la aplicación de la espuma debido a dos factores. Primero, no está claro si las espumas pueden propagar distancias de más de 100 pies en un yacimiento de petróleo debido al considerable gradiente mínimo de presión requerido para la propagación de la espuma y en vista que en la mayoría de los yacimientos existen pequeños gradientes de presión. Segundo, la economía ahora tiende a favorecer los tratamientos de poco volumen de químicos sobre los tratamientos de recobro basados en la inyección de químicos. Por lo tanto, el foco del desarrollo de la espuma en campo y la aplicación han sido desplazados un poco hacia el uso de espumas como agentes de bloqueo que hacen parte de tratamientos de bajo volumen aplicados a pozos de producción, especialmente utilizado como agentes de bloqueo al flujo de gas.

Cuando se usa la espuma en conjunto con la inyección de vapor u otra aplicación a elevadas temperaturas, es importante escoger un surfactante que sea térmicamente estable durante la vida de la espuma en el yacimiento. Históricamente, los surfactantes alfa olefina y surfactantes sulfonato de petróleo han sido ampliamente utilizados en espumas para aplicaciones en yacimientos de altas temperaturas ( $>170^{\circ}\text{F}$ ). Los surfactantes de sulfato se han utilizado a veces en yacimientos de baja temperatura ( $<120^{\circ}\text{F}$ ).

Los sulfonatos alfa olefina han surgido para ser uno de los más populares y para utilizarse en espumas. Esto resulta en gran parte debido a sus buenas características combinadas de espumas, buena tolerancia a la sal, buena estabilidad térmica, disponibilidad, y relativo bajo costo.

El uso de los surfactantes fluorados en la formulación de espumas han mostrado cierta promesa. Los surfactantes fluorados utilizados con otros surfactantes han mostrado que a menudo mejoran la tolerancia de la espuma al aceite. Los surfactantes fluorados no se han utilizado ampliamente en aplicaciones de

espumas en campos petroleros debido a su relativo alto costo. La mezcla de varios surfactantes ha sido recomendada por algunos autores para mejorar la estabilidad de las espumas.

Conocer cómo se propaga la espuma y sus funciones en el yacimiento no es una tarea sencilla. Por esto, la inyección de espumas es considerada un proceso complejo a nivel químico y operacional.

La estabilidad y el desempeño está fuertemente influenciado por las interacciones lamella/pared de poro. La textura de la espuma en el medio poroso se cree que a menudo es controlada por el medio poroso. Es importante tener en cuenta que la estabilidad y el comportamiento de una espuma a nivel de yacimiento están fuertemente influenciados por las interacciones de las películas de líquido con las paredes de los poros.

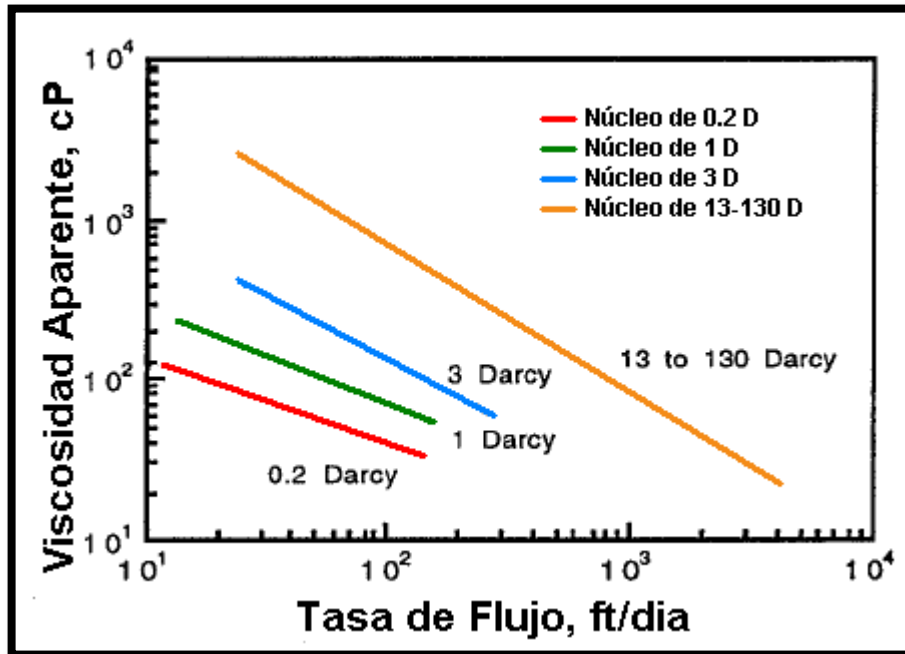
### **2.7.1 Factores Que Afectan Las Propiedades De Las Espumas**

**Efecto de la permeabilidad y las tasas de flujo.** Pruebas de laboratorio (ZHU ET AL) realizadas en corazones mostraron una fuerte relación entre la permeabilidad y la viscosidad aparente de la espuma. Los resultados de las pruebas (Fig. 12) evidenciaron una disminución en la viscosidad efectiva con la reducción en la permeabilidad del medio. Esto es debido al comportamiento *shear-thinning* de la espuma.

La disminución en la viscosidad de la espuma con el aumento en los esfuerzos de corte es útil en la inyección de espumas pre-formadas (este tipo de espuma será estudiada más adelante). Altas tasas de corte en las cercanías a la cara del pozo darán como resultado bajas viscosidades, altas inyectividades y bajas presiones de inyección. A distancias de penetración más profundas donde las tasas de corte

son menores, las viscosidades aparentes aumentarán, mejorando con esto el control de movilidad y la restricción al flujo.

**Figura 12. Efecto de la permeabilidad y tasa de flujo.**



**Fuente:** ZHU, T., STRYCKER, A., RAIBLE, C.J y VINEYARD, K. Foams for Mobility Control and Improved Seep Efficiency in Gas Flooding. SPE 39680. 1998.

La permeabilidad es el factor más importante que dicta el flujo de la espuma a través del medio poroso y consecuentemente, este tiene un fuerte efecto en la divergencia de la espuma. La movilidad de la espuma depende fuertemente de la textura y la textura es gobernada por los mecanismos que generan y destruyen las burbujas, como la presión capilar. Como la presión capilar es una función de las permeabilidades, la movilidad de la espuma en las rocas con contraste de permeabilidades será diferente, de este modo promoviendo o impartiendo el proceso de divergencia. En el caso ideal, la espuma colapsa en las capas de baja permeabilidad debido a la alta presión capilar pero se mantiene atrapada en las capas de alta permeabilidad, reduciendo la movilidad del líquido ahí.

Pruebas adicionales mostraron que las espumas tienden a ser menos estables y a generar un bloqueo pobre de zonas cuando se manejan altas tasas de producción.

**Efecto de la salinidad.** ZHU ET AL (1998) realizó pruebas de laboratorio modificando la salinidad de la solución espumante, con el fin de medir la influencia en la estabilidad de la espuma. En la mayoría de los casos, con el incremento de la salinidad, la viscosidad aparente de las espumas disminuyó, la movilidad aumentó y la estabilidad disminuyó.

En los sulfonatos de alfa olefina, con el incremento de la salinidad, la viscosidad aparente fue aproximadamente igual (en algunos casos aumentó), y la estabilidad aumentó.

**Efecto de los polímeros en la estabilidad y resistencia de las espumas al flujo.** La estabilidad y la resistencia de las espumas mejoradas con polímeros son más altas que las espumas convencionales. La adición de polímeros aumenta la viscosidad aparente, por lo tanto disminuye la movilidad.

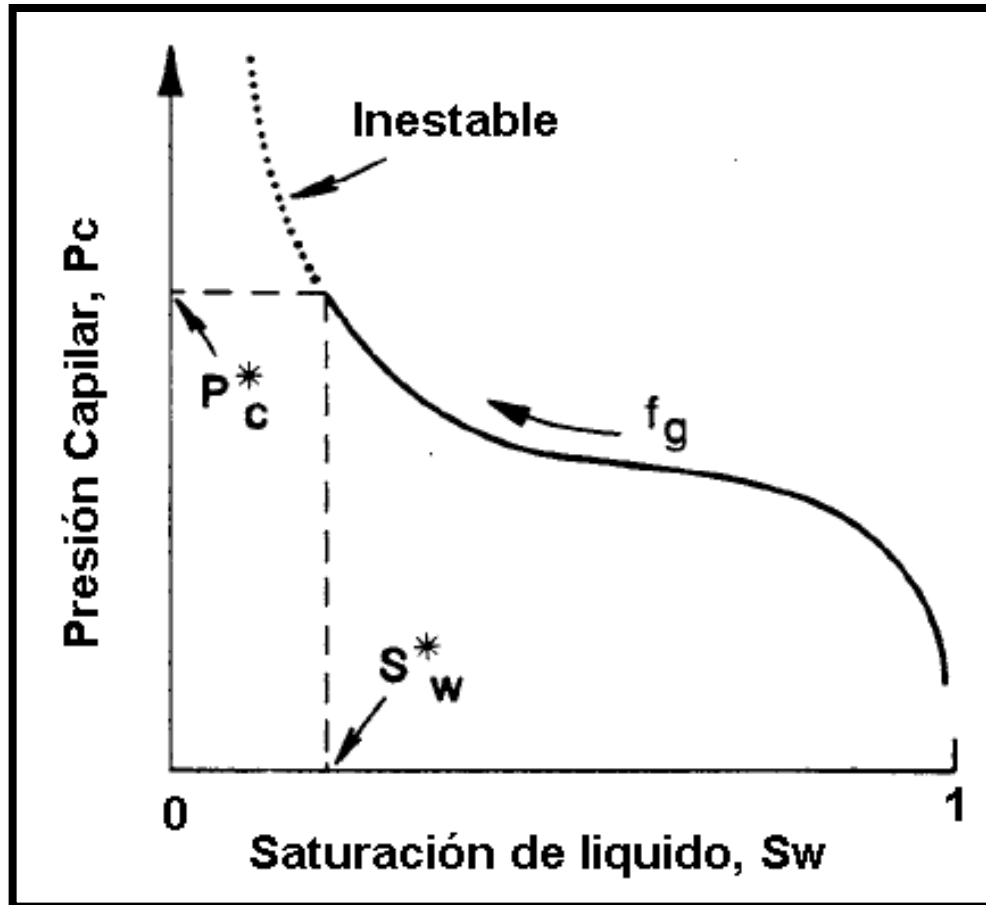
**Efecto de pH.** El pH de la fase acuosa de las espumas puede reducirse por la presencia de ácidos o gases ácidos en los fluidos del yacimiento. Sin embargo, no se encuentran cambios importantes en la estabilidad de la espuma cuando el pH del agente espumante es bajo.

**Efecto de la saturación de aceite.** El aceite disminuye la habilidad de la espuma para reducir la permeabilidad al gas. El contacto de la mayoría de las espumas con aceite tiende a disminuir su estabilidad y su viscosidad aparente. El grado de tolerancia de la espuma a la presencia de aceite depende del tipo de crudo. En general, las espumas son menos estables cuando interactúan con aceites livianos.

Altas saturaciones de aceite aceleran la desestabilización de una espuma y como tal su ruptura. Sin embargo, la saturación de aceite crítica dependerá del diseño del agente espumante (surfactante). Una espuma bastante sensible podría romperse a saturaciones de aceite del 20%. Esta limitación podría resultar beneficiosa en procesos de inyección de espumas para bloqueo de zonas, ya que de esta manera la espuma no causaría daño a las zonas de interés con altas saturaciones de aceite móvil, sino que sería más estable en aquellas zonas donde las saturaciones de crudo son bajas (zonas ladronas). La tolerancia de las espumas a la presencia de aceite es actualmente mejorada con el uso de surfactantes fluorados y aditivos especiales.

**El efecto de la presión capilar ( $P_c$ ).** La estabilidad de las espumas en el medio poroso depende de la presión capilar. KHRISTOV ET AL argumenta que las espumas se rompen a presiones capilares bajas hasta una presión capilar límite (Figura 13). Sin embargo, no todas las lamellas coalescen simultáneamente a la presión capilar crítica. El valor de presión capilar límite para las espumas en el medio poroso varía con la formulación del surfactante, la velocidad del gas y la permeabilidad del medio.

Figura 13. Efecto de la presión Capilar.



Fuente: KHATIB, Z.I., HIRASAKI, G.H. AND FALLS, A.H. Effects of capillary pressure on coalescence and phase mobilities in foams flowing through porous media. SPE 15442. 1988.

**Efecto de la Mojabilidad.** Los mecanismos de generación de espuma en el medio poroso (*snap-off* capilar, *leave-behind* y división de lamella) parecen preferir la existencia de una superficie mojada por la fase acuosa. En situaciones cuando existe mojabilidad mixta, la espuma se generará en la zona mojada por agua. En las zonas mojadas por aceite la espuma no se genera, y las lamellas colapsarán cuando pasan a través de estas partes de la roca.

En los medios inicialmente mojados por aceite, pero sin aceite, se ha demostrado que la espuma puede generarse tan efectiva como en la roca mojada por agua. Esto se debe a la absorción del surfactante en el material del núcleo, un proceso donde se cambia la mojabilidad de la roca a mojado por agua.

### **2.7.2 Tipos De Espumas En El Medio Poroso**

Las altas movilidades del gas en el medio poroso están fuertemente influenciadas por la presencia de zonas de alta permeabilidad y por la diferencia considerable entre la densidad del fluido inyectado y la del aceite original del yacimiento. Estas situaciones comúnmente ocasionan problemas de canalización y *overriding* (segregación gravitacional). La identificación previa del problema determinará en cierta medida el éxito de un tratamiento con espumas.

De acuerdo al tipo de problema y a la función que desempeñan, las espumas se clasifican en:

- **ESPUMAS PARA CONTROL DE MOVILIDAD (*Foamflooding*).**

Este tipo de espumas son utilizadas comúnmente en procesos de inyección de vapor, aire, y CO<sub>2</sub>. MOHAMMADI (1989) describe un tratamiento de espumas para control de movilidad en el campo Midway Sunset

- **ESPUMAS PARA BLOQUEO Y DESVIO DE FLUIDOS.**

Son utilizadas durante la inyección de gas en yacimientos naturalmente fracturados o yacimientos estratificados con contrastes altos de permeabilidad, con el objetivo de mitigar la canalización del fluido de inyección y mejorar el barrido en zonas con saturaciones altas de aceite. Estas espumas modifican los perfiles de inyección. CHOU (1992) describe un tratamiento de espumas para bloqueo y desvío de fluidos en el campo North Ward Estes.

- **ESPUMAS PARA CONTROL DEL GOR.**

La función principal de estas espumas es reducir la conificación del gas a través del bloqueo temporal de zonas problema, cercanas a los pozos productores. La conificación puede ocurrir ya sea por la presencia de una capa de gas como por el *overriding* de un frente de gas inmiscible. Las espumas para control de GOR modifican los perfiles de producción. KRAUSE ET AL (1992) describe un tratamiento de espumas para control de GOR en el campo PrudhoeBay.

Es de destacar que las espumas efectivas para bloqueo de zonas deben ser más estables que las espumas empleadas en control de movilidad. Lo anterior indica que este tipo de espumas deberán tener un valor alto de calidad, una textura fina, una distribución de tamaño de burbuja uniforme y una viscosidad efectiva alta.

Las espumas también pueden clasificarse de acuerdo con la forma y a la ubicación de las burbujas de gas en esféricas y poliedrales.

La comprensión de cómo las espumas se comportan y se desarrollan en el medio poroso es crítica para una aplicación efectiva de las espumas para el mejoramiento en el yacimiento. El cómo funciona la espuma y la función en el medio poroso no siempre es intuitivamente obvia con base en como la espuma se comporta en su forma regular.

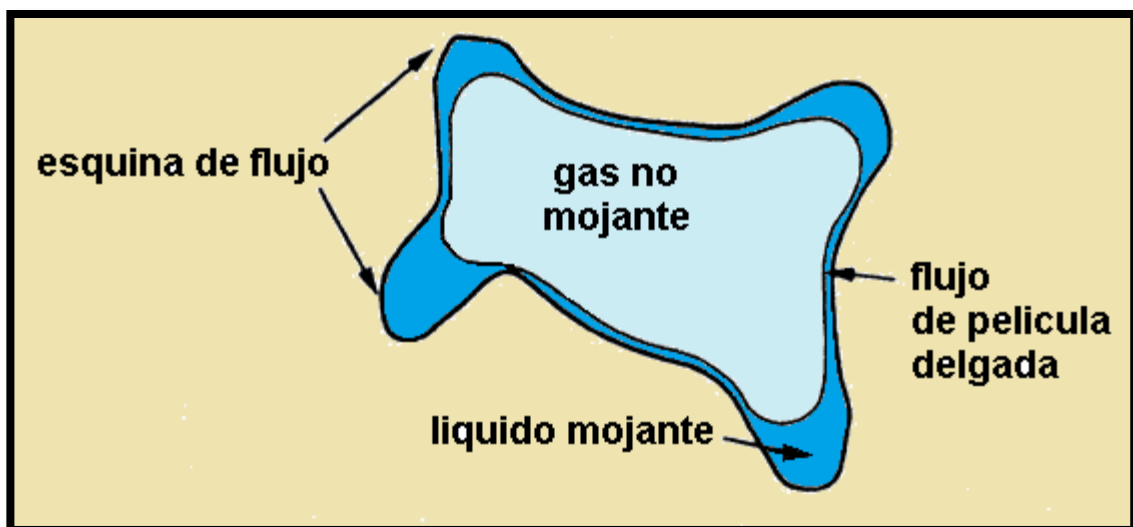
Las espumas están en la capacidad de desviar el ácido generado por los carbonatos fuera de las estrías de la formación (THOMPSON AND GDANSKI 1993). Además otras de las ventajas del uso de espumas, es que puede ser combinado con otros métodos divergentes.

### **2.7.3 Fundamentos Del Flujo De La Espuma En El Medio Poroso.**

El comportamiento de la espuma en el medio poroso está íntimamente relacionado con la conectividad y la geometría del medio. El medio poroso tiene varias características que son importantes para el flujo de la espuma. Primero, estos se caracterizan por el tamaño de distribución de los cuerpos de poro interconectados a través de la garganta de poro de otro tamaño de distribución. La generación de la espuma y los mecanismos de destrucción dependen fuertemente en la relación cuerpo/ garganta. Segundo, los poros no son cilíndricos pero presentan esquinas. Para poros largos, el fluido mojante reside en las esquinas de poros ocupados por gas y en pequeñas láminas que cubren las paredes de poro (ver Fig. 14). La fase no mojante reside en la porción central de los poros largos. Los poros pequeños son completamente llenados con el fluido mojante, por lo tanto, La fase mojante permanece continua. Tercero, cuando las tasas de flujo son muy pequeñas y dominan las fuerzas capilares, la presión capilar está dada por la saturación local de la fase mojante y el valor de la tensión interfacial. Durante el flujo bifásico, el fluido no mojante fluye en los canales de poros largos interconectados. El fluido mojante fluye en canales pequeños interconectados y en las esquinas de poro se ubica la fase no mojante debido a los gradientes de presión en la fase acuosa.

Cuando la longitud característica del espacio poroso es mayor que el tamaño individual de las burbujas, la espuma es llamada "bulkfoam" (Espuma bulk). Cuando la fracción de gas es baja, la espuma es esférica y consiste en burbujas esféricas bien separadas. Cuando la fracción de gas es alta, la espuma se llama espuma poliedra y consiste en burbujas poliedras separadas por películas delgadas estabilizadas con surfactante llamadas lamellas.

**Figura 14. Sección transversal lamella en medio poroso.**

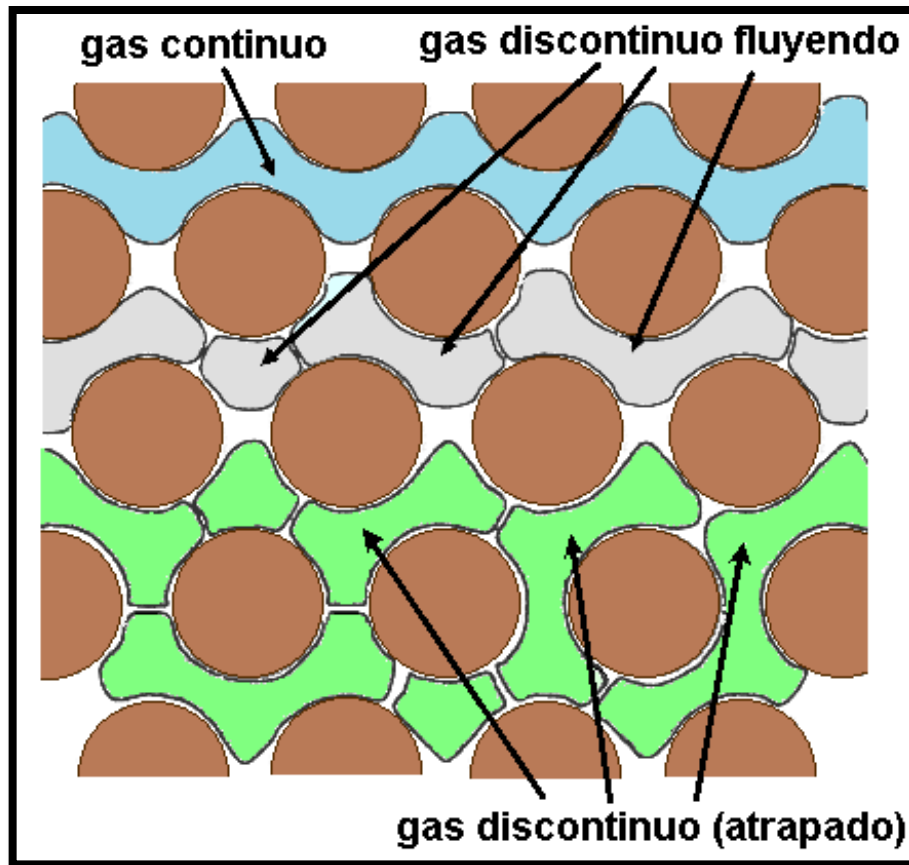


**Fuente:** YAN, Wei. FOAM FOR MOBILITY CONTROL IN ALKALINE/SURFACTANT ENHANCED OIL RECOVERY PROCESS. TESIS. RICE UNIVERSITY. HOUSTON-TEXAS. MODIFICADA

Por otro lado, cuando el tamaño característico de poro es comparable o menor que el tamaño característico de las burbujas de gas dispersas, las burbujas y la lamella abarcan los poros completamente. A un flujo fraccional bajo, las espumas que abarcan los poros están ampliamente espaciadas, separadas por puentes gruesos de líquido mojante. A un alto flujo fraccional, las burbujas están en contacto directo, separadas por las lamellas. HIRASAKI y LAWSON (1985) denotan este contacto directo como régimen de lamella individual.

La Figura 15 Muestra un esquema del flujo de la espuma en el medio poroso. El gas puede estar atrapado o fluyendo como una fase continua o discontinua. En la espuma de gas discontinuo, toda la fase gas se hace discontinua por la lamella. El gas es encapsulado en pequeños paquetes o burbujas por las películas estabilizadas por surfactante. En la espuma de gas continuo, el medio contiene algunos canales interconectados que son interrumpidos por lamellas bajo distancias macroscópicas.

Figura 15. Esquema de la espuma en el medio poroso.



**Fuente:** YAN, Wei. FOAM FOR MOBILITY CONTROL IN ALKALINE/SURFACTANT ENHANCED OIL RECOVERY PROCESS.TESIS. RICE UNIVERSITY.HOUSTON-TEXAS. MODIFICADA

En general, Las espumas discontinuas se forman bajo la co-inyección de gas y solución surfactante, siempre que la saturación de la fase mojante y la tasa de flujo sean lo suficiente altos para la formación de espuma (YAN, 2006). Cuando la saturación de la fase mojante es lo suficientemente baja, la tasa de generación de lamella puede ser menor que la de la ruptura, y resultaran los caminos de flujo de gas continuo.

La Figura15 también es un resumen a nivel de poro de la microestructura de la espuma durante el flujo a través del medio poroso. Debido al dominio de las fuerzas capilares, la solución surfactante fluye como una fase separada en los

espacios pequeños de los poros. Una cantidad mínima de líquido se transporta como lamella. Entonces la permeabilidad relativa de la fase mojante no cambia cuando la espuma está presente. Cuando existe gas atrapado y fluyendo, la espuma fluyendo se transporta en los poros grandes porque la resistencia ahí es menor que en los poros pequeños. La burbuja queda atrapada en los poros de tamaños intermedios. La permeabilidad relativa de la espuma fluyendo es función únicamente de la saturación de gas de las burbujas fluyendo y es reducida por la saturación de espuma atrapada. Las burbujas de espuma, que se mueven por los canales, se ubican en series como trenes. Estas son usualmente destruidas y vuelven a crearse.

Por lo tanto se puede dividir la espuma en espuma débil y fuerte. Para la espuma débil sin movimiento de lamella, el incremento de la saturación de gas atrapado es crucial para el comportamiento de flujo de espuma como resultado del bloqueo de las vías de flujo de gas, esto reduce la permeabilidad relativa al gas. El gas atrapado reduce la movilidad, pero el resto del gas fluye como gas continuo.

La espuma fuerte fluye por un mecanismo diferente. La lamella hace discontinuo el gas fluyendo. Luego el tren de burbujas ejerce más resistencia que en el flujo continuo. La viscosidad aparente de la espuma discontinua es usualmente más alta que en el flujo continuo. El efecto combinado de la reducción de la permeabilidad relativa y el incremento de la viscosidad aparente del gas incrementa el efecto de la reducción de movilidad de la espuma.

Los factores más importantes que afectan el entrampamiento de la espuma y la movilización son el gradiente de presión, la velocidad del gas, la geometría de poro, tamaño de burbuja, y longitud del tren de burbujas. Incrementando el gradiente de presión se pueden abrir nuevos canales, que estaban ocupados por el gas atrapado.

#### **2.7.4 Mecanismos De Formación De Espuma En El Medio Poroso Y Deterioro.**

Como se describe anteriormente, la identidad de una burbuja o un tren de burbujas no se conservan a lo largo de largas distancias. Las burbujas que comprenden estos trenes usualmente se destruyen y vuelven a crearse. Por lo tanto es necesario discutir el mecanismo de formación y deterioro de la espuma.

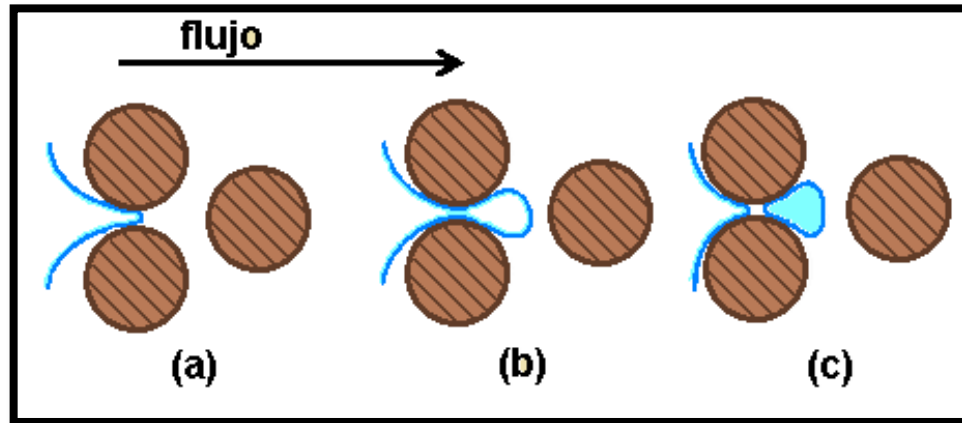
##### **FORMACIÓN DE LA ESPUMA.**

Actualmente se aceptan 3 mecanismos fundamentales de generación de espuma son generalmente aceptados, *Snap-off* capilar, división lamella y *leave-behind*. Generalmente, el *Snap-off* capilar y la división de lamella generan espumas fuertes (gas discontinuo) mientras que el mecanismo *leave-behind* genera espumas débiles (gas continuo).

***Snap-off* Capilar.** El *Snap-off* capilar puede ocurrir repetidamente durante el flujo multifásico en el medio poroso independientemente de la presencia o ausencia de surfactante. Este se conoce como un proceso mecánico.

Como se ve en la Figura 16a, un dedo de gas entra por primera vez a una garganta de poro llena de liquido. Al mismo tiempo, la curvatura de la interfase y la presión capilar se elevan al valor de equilibrio de entrada. Como la burbuja pasa a través de la garganta de poro, la curvatura y la presión capilar caen en el frente de la burbuja con la expansión de la interfase (ver Figura 16b). Se desarrolla un gradiente de presión que mueve el líquido del cuerpo del poro hacia la garganta de poro, donde se acumula como un collar. Como el collar crece, ocurre el *Snap-off*. La burbuja de espuma generada tiene tamaño similar al de los cuerpos de los poros. (Ver Figura 16c).

**Figura 16. Esquema de *Snap-off* Capilar. (a) Gas entrando a una garganta de poro llena de liquido (b) dedo de gas antes del quiebre (c) lente de liquido después del *snap-off*. (Kovscek y Radke, 1994)**



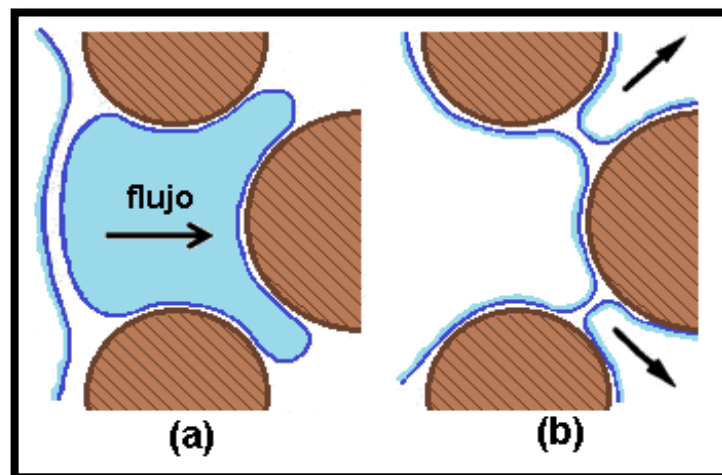
**Fuente:** YAN, Wei. FOAM FOR MOBILITY CONTROL IN ALKALINE/SURFACTANT ENHANCED OIL RECOVERY PROCESS. TESIS. RICE UNIVERSITY. HOUSTON-TEXAS.

Existen unas condiciones para que el *snap-off* ocurra. Primero, se necesita una cantidad suficiente de fase mojante. Segundo, la diferencia de presión a través de la interfase en la garganta debe ser mayor que en la superficie principal. O, en otras palabras, la presión del líquido en la garganta debe ser menor que la presión en la superficie principal. En realidad, la presión capilar en la superficie principal debe ser menor que el valor crítico  $p_c^{sn}$ . Para KOVSCEK y RADKE (1994), este valor crítico es la mitad de la presión capilar de entrada, esto es  $p_c^{sn} \approx \frac{1}{2} p_c^e$ . Del análisis hidrodinámico, el radio de cuerpo de poro debe ser al menos 2 veces el de garganta de poro para crear la suficiente reducción de presión capilar para el *Snap-off* (KOVSCSEK y RADKE, 1994).

Es evidente que el *Snap-off* depende en la saturación de líquido, o equivalentemente, en el medio de la presión capilar. A excepción de la alteración de las propiedades de la solución como la tensión superficial, que es esencialmente independiente de la formulación de surfactante.

**División Lamella.** Las pre-condiciones para la división de la lamella son que la lamella de la espuma debe pre-existir y el gradiente de presión debe ser lo suficientemente grande para movilizar la lamella. Como se muestra en la Figura 17, el tren en movimiento de lamella encuentra un punto donde el flujo se ramifica en 2 direcciones. Luego la lamella se divide en dos y entra por ambos canales de flujo. Los factores más importantes que gobiernan la división de la lamella son el gradiente de presión, la geometría de poro y el tamaño de burbuja. El tamaño de la burbuja debe ser más grande que el cuerpo de poro para que abarque el espacio poroso. De lo contrario la burbuja solo fluye a través de uno de los dos caminos del punto de ramificación. Cuando el tren de lamella fluyendo es rodeado por lamella estacionaria, la división de la lamella no ocurre debió a la lamella estacionaria o las burbujas pueden actuar como paredes de poro para prevenir la ramificación del flujo. La división de la lamella también puede depender del gradiente de presión y será proporcional a la velocidad del gas. La división de la lamella puede generar espuma de gas discontinuo, que es una espuma fuerte.

**Figura 17. Esquema del mecanismo de división de lamella La lamella fluye de izquierda a derecha. (a) La lamella alcanza el punto de ramificación (b) la lamella se divide (KOVSEK y RADKE, 1994)**

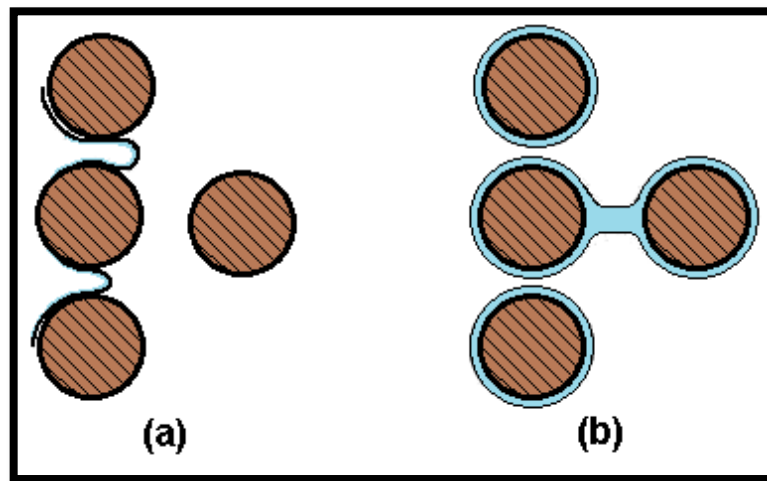


**Fuente:** YAN, Wei. FOAM FOR MOBILITY CONTROL IN ALKALINE/SURFACTANT ENHANCED OIL RECOVERY PROCESS. TESIS. RICE UNIVERSITY. HOUSTON-TEXAS. MODIFICADA

**Leave-Behind.** El *Snap-off* y la división de lamella pueden generar espumas fuertes. Ahora se describe el mecanismo para la generación de espuma débil, *leave-behind* (dejar atrás).

Cuando dos dedos de gas invaden cuerpos de poro llenos de líquido, la lamella es dejada atrás (ver Figura 18). Una lamella estable estacionaria emerge siempre y cuando la presión capilar no sea muy alta y el gradiente de presión tampoco sea muy grande. La lamella del *leave-behind* es generalmente orientada en la dirección de flujo y puede generar únicamente espuma continua de gas, que es una espuma débil.

**Figura 18. Esquema del mecanismo de *leave-behind*. (a) Invasión del gas (b) lentes estables.**



**Fuente:** YAN, Wei. FOAM FOR MOBILITY CONTROL IN ALKALINE/SURFACTANT ENHANCED OIL RECOVERY PROCESS. TESIS. RICE UNIVERSITY. HOUSTON-TEXAS. MODIFICADA

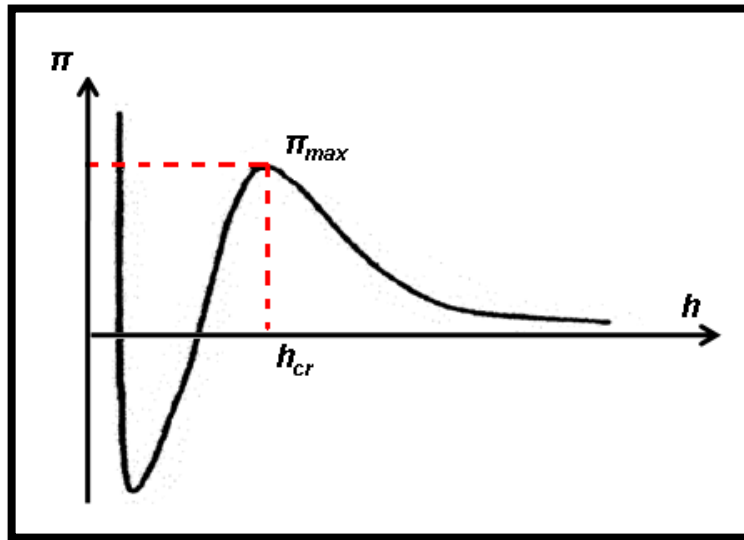
### **DESTRUCCIÓN DE LA ESPUMA.**

La formación de la espuma a menudo es acompañada por la destrucción de la espuma. Se encuentran 2 mecanismos de destrucción o coalescencia de la espuma. Estos son Succión capilar y difusión de gas. El principal mecanismo de coalescencia es la succión capilar por la ruptura de la lamella, la discusión se

enfoca en esto, y solo se tocara brevemente la coalescencia de la espuma por difusión del gas.

**Coalescencia por succión capilar.** La coalescencia debido a la succión capilar es fuertemente afectada por la formulación del surfactante. Las lamellas delgadas no son estables termodinámicamente. Eso se puede describir como presión de disociación  $\pi$ , que es la combinación del efecto de las fuerzas repulsivas y de atracción dentro de la lamella. Donde,  $\pi$  es una función del espesor de la película. Cuando  $\pi$  es positivo, dominan las fuerzas repulsivas. Cuando es negativo, dominan las fuerzas de atracción. Cuando está ausente el surfactante, la presión de disociación  $\pi$  es negativa, esto muestra que dominan las fuerzas de atracción de Van der Waals. Luego la lamella colapsara inmediatamente. Por el contrario, cuando el surfactante es absorbido en la interfase gas/liquido, la lamella puede estar estabilizada. La presión de disociación  $\pi$  debe ser positiva por las fuerzas repulsivas de la doble capa eléctrica causada por la absorción de los surfactantes iónicos. Los principales factores que determinan los efectos de estabilización son la concentración del surfactante, la estructura del surfactante, y el contenido iónico de la solución acuosa.

**Figura 19. La curva de presión de disociación  $\pi$  gobierna la estabilidad de una película delgada,  $h_{cr}$  es el espesor crítico de la película correspondiente a la máxima presión de disociación  $\pi_{max}$  (Kovscek y Radke, 1994)**



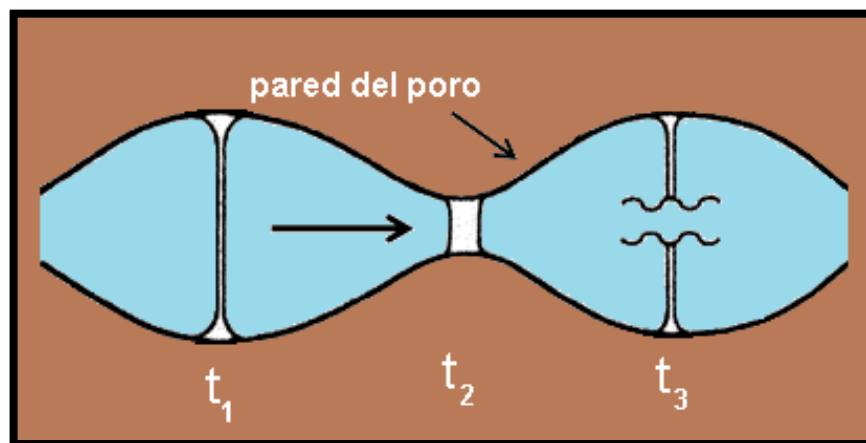
**Fuente:** YAN, Wei. FOAM FOR MOBILITY CONTROL IN ALKALINE/SURFACTANT ENHANCED OIL RECOVERY PROCESS. TESIS. RICE UNIVERSITY. HOUSTON-TEXAS.

Como se muestra en la Figura 19, la isoterma de la presión de disociación al espesor de la película lamella es en forma de “S” como la isoterma presión-volumen para gas real y líquido. Cuando una película estática atrapada está en equilibrio en una interfase plana, la presión de disociación es equivalente a la presión capilar. La presión capilar en una espuma depende de la saturación de líquido mojante. Durante el drenaje o la inyección de gas, la saturación de líquido decrece causando un incremento en la presión capilar. A su vez, el espesor de la película lamella disminuye hasta que  $\pi_{max}$  es alcanzado. Cuando la presión capilar disminuye mucho más de  $\pi_{max}$  la película se rompe.

El comportamiento de coalescencia de las burbujas de espuma fluyendo es más complicado que en la lamella estática. En la Figura 20, una película delgada en movimiento se somete a apretar y estirar a medida que va transfiriéndose de un cuerpo de poro a la garganta a otro cuerpo de poro. Esto causa que el espesor de

la película oscile alrededor del espesor de equilibrio de la película establecido por la película estática. Una película delgada con superficie movable puede romperse durante el estiramiento si su espesor cae por debajo del espesor crítico  $h_{cr}$  (JIMENEZ y RADKE, 1996; SINGH ET AL., 1997). Por lo tanto, una película delgada en movimiento puede romperse a una presión capilar límite  $p_c^*$ , que es menor que la máxima presión de disociación  $\pi_{max}$ . En otras palabras, la lamella en movimiento puede incluso ser menos estable que la lamella estática. Además de la presión de disociación  $\pi$ , el efecto Marangoni es también una fuerza de restauración y estabilización en la lamella. Cuando la película lamella es estrechada en el espacio poroso, el estrechamiento puede causar una reducción en la concentración del surfactante y un incremento en la tensión superficial local si el surfactante se transporta lentamente a la superficie de la lamella. Luego el líquido puede ser desplazado de la región de baja tensión superficial a la región de alta tensión. Entonces la tensión superficial trabaja contra el adelgazamiento de la lamella.

**Figura 20. Lamella de la espuma trasladándose de izquierda a derecha en un tubo reducido periódicamente (KOVSCHEK y RADKE, 1994)**



**Fuente:** YAN, Wei. FOAM FOR MOBILITY CONTROL IN ALKALINE/SURFACTANT ENHANCED OIL RECOVERY PROCESS. TESIS. RICE UNIVERSITY. HOUSTON-TEXAS.

S

INGH, HIRASAKI y MILLER (1997) encontraron que la teoría anterior de JIMENEZ y RADKE podría aplicarse únicamente en un régimen limitado. Ellos encontraron que cuando la superficie de la película es inmovilizada por los surfactantes, la lamella en movimiento puede ser más estable que la lamella estacionaria. Para este caso, el tren de lamella en movimiento cambiara la ruta como la ruptura de la lamella estacionaria y aparecerán nuevos caminos de menor resistencia. Este será el modo preferido de flujo de la espuma cuando se desea contactar lo que más se puede el medio poroso con la espuma continua de gas. Cuando la película es móvil, la lamella estacionaria será más estable que la lamella en movimiento. Este caso está cualitativamente de acuerdo con la teoría de JIMENEZ y RADKE. Entonces la elección de un surfactante adecuado es importante para la estabilidad de la espuma en el medio poroso.

**Coalescencia por difusión del gas.** Para las burbujas de espuma atrapada, el gas en el lado cóncavo de la burbuja tiene una presión capilar más alta que en el lado convexo. La diferencia de presión lleva al gas de propagarse del lado cóncavo al convexo a través de la película delgada, la película se mueve a la garganta de poro y la curvatura de la lamella disminuye. En el medio poroso, la coalescencia por difusión de gas puede tener lugar solamente cuando dos lamellas alcanzan la misma garganta de poro. Esto es mayormente gobernado por las dimensiones del poro y la locación en el espacio poroso. El mecanismo de difusión gaseosa es menos importante que la succión capilar en la coalescencia de la espuma en el medio poroso.

### **2.7.5 Reducción De Movilidad**

La movilidad de una espuma es significativamente menor que la movilidad de la fase gas sola y a menudo, la movilidad de la espuma es menor que la fase acuosa. Para una fórmula de espuma dada, a menudo hay una tendencia general

a disminuir la movilidad de la espuma cuando incrementa la calidad de la espuma (contenido de gas) arriba del límite superior de calidad.

La reducción de movilidad resulta de la combinación de la reducción de la permeabilidad relativa inducida por la espuma y el mejoramiento de la viscosidad aparente inducida por la espuma. La reducción de la movilidad es causada por al menos dos diferentes mecanismos: la formación de, o un aumento de, la saturación residual de gas atrapado: y un incremento a la resistencia al flujo de la fase de gas resultante del arrastre de las películas acuosas propagadas a través del cuerpo de los poros y, especialmente, a través de las gargantas de poro.

Como la textura de la espuma se vuelve más fina, la viscosidad aparente de la espuma aumenta, y la movilidad disminuye. Esto ocurre porque el número de películas dentro de un volumen dado dentro de la roca porosa ha aumentado; por lo tanto, la textura de la espuma es una variable importante para determinar la cantidad de la reducción de movilidad que ocurrirá durante el flujo de la espuma.

### **2.7.6 Reología, Flujo Y Transporte**

La viscosidad aparente de la espuma, a medida que se propaga por el medio poroso, frecuentemente muestra un comportamiento *shear-thinning* (comportamiento pseudoplástico). Las espumas en la escala macro (en el medio poroso) son fluidos pseudoplásticos y presentan usualmente elasticidad.

La ubicación de la espuma y la saturación en un yacimiento mojado por agua con permeabilidades normales reducen en gran medida la permeabilidad para el posterior flujo de gas. La reducción de la permeabilidad en el gas puede ser del orden de varios de cientos de veces. A raíz de la ubicación de la espuma en la matriz, la permeabilidad relativa al agua a menudo experimenta un pequeño cambio. La selectiva reducción sustancial de la permeabilidad del gas se debe,

en parte, a la alta saturación de gas atrapada que ocurrió después de la inyección de la espuma. Estas saturaciones de gas de espuma se han reportado en el rango de 10 a 70% VP, dependiendo del tipo de surfactante y la presencia de aceite durante la inyección de espuma.

El arrastre y la resistencia al flujo de las lamellas a través la estructura porosa imponen la mayor parte de la reducción de la movilidad. Solo un pequeño porcentaje, normalmente entre el 1 y el 15 %, de la saturación de espuma de gas en realidad es el que fluye. La porción estacionaria de la espuma bloquea el flujo de gas en el intermedio y los caminos pequeños de flujo, y también baja la permeabilidad efectiva al flujo de gas. En la porción de la espuma fluyendo, las interacciones de las burbujas de gas y las lamellas intercaladas determinan la viscosidad efectiva de la espuma que fluye en los caminos de flujo de poro más grandes. La viscosidad efectiva resultante es a menudo mayor que la viscosidad efectiva del agua cuando el agua satura los mismos canales de flujo.

La reología de la espuma fluyendo en el medio poroso es controlada por la dinámica de la generación de la espuma y la decadencia, en combinación con la textura resultante de la espuma y la distribución del tamaño de burbuja de la espuma en equilibrio in situ. El flujo de la espuma en el medio poroso es un proceso complejo que envuelve un número de eventos microscópicos. Las manifestaciones macroscópicas del flujo de la espuma en el medio poroso son el resultado de la combinación de muchos eventos en la escala de poro que envuelven la evolución de las burbujas de espumas y las interacciones burbuja/laminas en la pared de poro durante el flujo multifásico. Para entender la manifestación macroscópica del flujo de la espuma en el medio poroso es necesario entender el fenómeno a nivel de poro.

### **2.7.7 Tipos De Inyección De Espumas**

Existen 3 mecanismos de formación e inyección de espumas: espuma preformada, co-inyección y SAG.

La espuma preformada es generada antes de entrar en el medio poroso, en superficie usando un generador, durante su desplazamiento a través de la tubería de producción o antes de entrar en las perforaciones. Las espumas preformadas poseen alta reducción de la movilidad.

El método de co-inyección puede ser intermitente (se inyecta de manera continua el gas y de manera intermitente la solución espumante) o continuo (el gas y la solución espumante son inyectados continuamente).

El método SAG (inyección alternada de surfactante) es un mecanismo donde la espuma es formada en el medio poroso a partir de la inyección alternada de baches de surfactante y gas.

### **2.7.8 Aplicaciones De Campo**

SANDOVAL Y FRANCO (2010) realizaron un *screening* de los campos donde se han utilizado las espumas y una tabla con los criterios para la selección de candidatos a la utilización de espumas (Tabla 1).

**Tabla 1. Criterios de *screening* para el bloqueo y desvío de fluidos.**

Propiedad	Rango de valores	Observaciones
Tipo de litología	Areniscas y Carbonatos	
Espesor (ft)	<100	
Profundidad (ft)	2600-5000	
Temperatura (°F)	83-107	
Presión (psi)	1100-2100	
Gravedad API	>33°	
Permeabilidad (md)	0,01-28	Formaciones con baja permeabilidad pero con presencia de zonas ladronas
Porosidad (%)	1-18	

**Fuente:** SANDOVAL, Yurley y FRANCO, Leandro. Análisis de la implementación de la tecnología de espumas como método para aumentar el factor de recobro en campos petroleros. Proyecto de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-químicas Escuela de Ingeniería de petróleos.

**Tabla 2. Aplicación del *Screening*al campo Cupiagua.**

Propiedad	Screening	Propiedades Cupiagua-Mirador	Calificación
Tipo de litología	Areniscas y Carbonatos	Arenisca	Aplica
Espesor (ft)	<100	300	No aplica
Profundidad (ft)	2600-5000	13300	No aplica
Temperatura (°F)	83-107	250-260	No aplica
Presión (psi)	1100-2100	4500-5979	No aplica
Gravedad API	>33°	43°-46°	Aplica
Permeabilidad (md)	0,01-28	0,1-1000	Aplica

**Fuente:** SANDOVAL, Yurley y FRANCO, Leandro. Análisis de la implementación de la tecnología de espumas como método para aumentar el factor de recobro en campos petroleros. Proyecto de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-químicas Escuela de Ingeniería de petróleos.

Estas propiedades del *screening* se comparan en la tabla 2 con las propiedades del campo Cupiagua en la formación de más alta producción y reservas (Mirador). La tabla 2 muestra que solo 3 criterios aplican a las condiciones del campo Cupiagua, por lo tanto, se podría llegar a la conclusión, que según este *screening*, este campo no sería un candidato para un proceso de inyección de espumas. En la literatura no se encuentra información disponible, de espumas utilizadas como

agente de bloqueo en yacimientos con las propiedades y características de Cupiagua. La información es muy limitada debido a que pocas aplicaciones se han llevado a cabo a nivel mundial. Por lo tanto, se puede considerar que este proceso podría ser aplicado siempre y cuando se realicen estudios más profundos de simulación y pruebas de laboratorio que corroboren el beneficio de esta tecnología a estas condiciones.

CHOU ET AL (1992) en el campo North Ward-Estes y MARTIN (1992) en el campo Vacumm exponen algunas aplicaciones de las espumas como agente de bloqueo.

## **2.8 EMPRESAS Y AGENTES ESPUMANTES**

Las compañías que comercializan agentes espumantes como agentes divergentes son compañías que trabajan con estimulación y bombeo (Halliburton, Schlumberger, Baker Hughes, etc.), y empresas que comercializan productos químicos especializados (Tiorco, StepanCompany, etc.). Sin embargo, este procedimiento no es comúnmente aplicado en Colombia, por lo tanto, la disponibilidad de estos agentes es muy limitada. En la Tabla 3 se encuentran algunas empresas y las características de algunos agentes que han sido utilizados con buenos resultados.

**Tabla 3. Agentes espumantes.**

<b>Agente espumante</b>	<b>Descripción química</b>	<b>Distribuidor</b>	<b>Peso Molecular</b>
C/6793A	C16 alphaolefin sulphonate	Albright & Wilson	331
Alfonic 1412-60	Ethoylated linear alcohol	Conoco Chemicals	423
Alfonic 1412-S40	Sulphate dethoxylated alcohol	Conoco Chemicals	434
Alkaphos 10	Complex Organic Phosphateester	Alkaril Chemicals	
Alkasurf ES60	Sodium Laurylether sulphate	Alkaril Chemicals	
Atkemix G3300	Alkylarylsuphate	Atkemix Inc.	
Aromox DMC W	Dimethyl cocoamine oxide	Armak Chemicals	
Brif 721	Polyoxyethylene 21 stearylether	ICI AmericasInc	
ClIndrol 200L	Lauricacid diethanolamide	Clinlwood Chemicals	
Conoco C550	Sodium AlkylBenzene Sulphonate	Conoco Chemicals	350
EOR 200	Alcoholo EtherSulphonate	Ethyl Corporation	522
EOR 300	Alcoholo EtherSulphonate	Ethyl Corporation	284
Empicol LSM 30	Sodiumalky ethersulphale	Albright & Wilson	
Ethyl C1618 AOS	Alphaolefin Sulphonate	Ethyl Corporation	350
Sandopan LS8	Carboxylated Ethoxylated fatty alcohol-Na Salt	SandoxColors and chemicals	
Shell C1416 AOS	Alphaolefin Sulphonate	Shell Chemical Co.	325
Stepan C2024 AOS	Alphaolefin Sulphonate	StepanChemical	420
Stepan C2428 AOS	Alphaolefin Sulphonate	StepanChemical	470
Stepanflo 30	Alphaolefin	StepanChemical	350

<b>Agente espumante</b>	<b>Descripción química</b>	<b>Distribuidor</b>	<b>Peso Molecular</b>
	Sulphonate		
Stepanflo 1416	Unknown	StepanChemical	
Sulfotex PA1	Sulphated Alcohol Ethoxylate	HenkelChemicals	
Petrostep 240	Petroleum Sulfonate	StepanChemical Co.	420
Phospholan PNP 9	Phosphateester	DiamondShamrock	
GR-1080	-	CHEVRON/CHASER	
CD-1045	-	CHEVRON/CHASER	
CDM 731	Alphaolefin Sulphonate	SERVO DELDEN BV	
CDM 733	Alphaolefin Sulphonate	SERVO DELDEN BV	
CDM 736	Alphaolefin Sulphonate	SERVO DELDEN BV	

**Fuente:** El autor.

En Colombia es poco lo que se conoce de la utilización de las espumas como agentes divergentes, es por esto que es necesario seguir estudiando y trabajar en la implementación de estas como un método de estimulación.

### **3. METODOLOGIA EXPERIMENTAL**

Este capítulo es el más importante de la investigación y es donde se define la metodología para evaluar las espumas como agentes divergentes. Inicialmente se hizo un diseño experimental del experimento de la estabilidad de las espumas. También se encuentra en este capítulo el procedimiento técnico paso a paso que debe ser evaluado siempre que se estudie un proyecto de inyección de espumas como agentes divergentes.

#### **3.1 DISEÑO EXPERIMENTAL**

Un experimento puede definirse como una prueba o serie de pruebas en las que se hacen cambios deliberados en las variables de entrada de un proceso o sistema para observar o identificar razones de los cambios que pudieran observarse en la respuesta de salida. El diseño experimental se basa en la planeación y realización del experimento y del análisis de los datos resultantes a fin de obtener conclusiones validas y objetivas. En general, los experimentos se usan para estudiar el desempeño de procesos y sistemas.

Para aplicar el enfoque estadístico en el diseño y análisis de un experimento, es necesario que se tenga desde el principio una idea clara de qué es exactamente lo que se va a estudiar, cómo se colocaran los datos, y al menos una comprensión cualitativa de la forma en que van a analizarse estos datos. Las pautas generales para diseñar un experimento son:

- Identificación y exposición del problema.
- Elección de los factores, los niveles y los Rangos.
- Selección de la variable de respuesta.

- Elección del diseño experimental.
- Realización del experimento.
- Análisis estadístico de los datos.
- Conclusiones y recomendaciones.

Para la realización del presente diseño experimental se realizaron pruebas de la estabilidad de la espuma (Anexo I) con surfactantes comerciales de fácil acceso en la industria del aseo y con salmuera sintética de 5900 mg/l de cloruro de calcio deshidratado. Se seleccionó un diseño experimental  $2^k$ , con el valor de k igual a cuatro; este diseño se seleccionó porque era el que mejor se acomodaba a nuestras condiciones del experimento, por facilidades de cálculo y por la cantidad de variables a usar. En conclusión, se seleccionó un diseño factorial  $2^4$ : esto significa que es un experimento con 4 factores y 2 niveles (Tabla 4). Para el factor A, que es el agente espumante utilizado, se tienen dos niveles, el primero sería el Agente X y el segundo sería el Agente Y; El nivel bajo del factor B (Salinidad del agua), sería la salinidad del agua de la llave y el nivel alto es una salinidad de 5900 mg/L de cloruro de calcio deshidratado; el nivel bajo y alto del factor C (Concentración) es de 25% y 50 % respectivamente. Y la temperatura serían un nivel a la temperatura ambiente y otro nivel a 90°C.

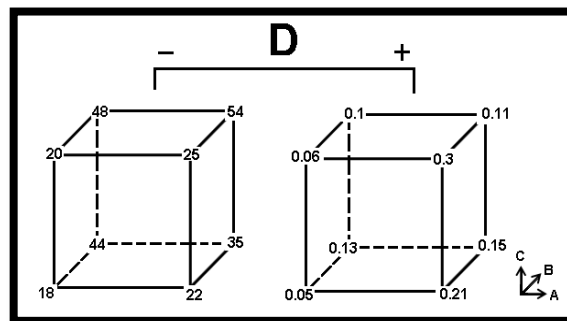
**Tabla 4. Factores y niveles del experimento.**

FACTORES		NIVELES	
		-	+
A	AGENTE ESPUMANTE	AGENTE X	AGENTE Y
B	SALINIDAD DEL AGUA	NORMAL	SALMUERA
C	CONCENTRACION DEL AGENTE	25%	50%
D	TEMPERATURA	AMBIENTE	90°C

Fuente: El Autor.

La Figura 21 muestra los valores de la variable de salida para cada uno de los factores y niveles. La variable de salida es el tiempo (en minutos) que la espuma permaneció sin degradarse. El valor de la esquina inferior izquierda del cubo izquierdo (18 Minutos) corresponde al valor del tiempo cuando todos los factores están en el nivel bajo (AGENTE X, SALINIDAD NORMAL, 25% DE AGENTE Y A TEMPERATURA AMBIENTE); el valor de 22 Minutos, corresponde al tiempo cuando el factor A esta en el nivel alto y los otros factores en el nivel bajo.

**Figura 21. Valores de la Variable de salida.**



Fuente: El Autor.

**Tabla 5. Estimación de los Efectos.**

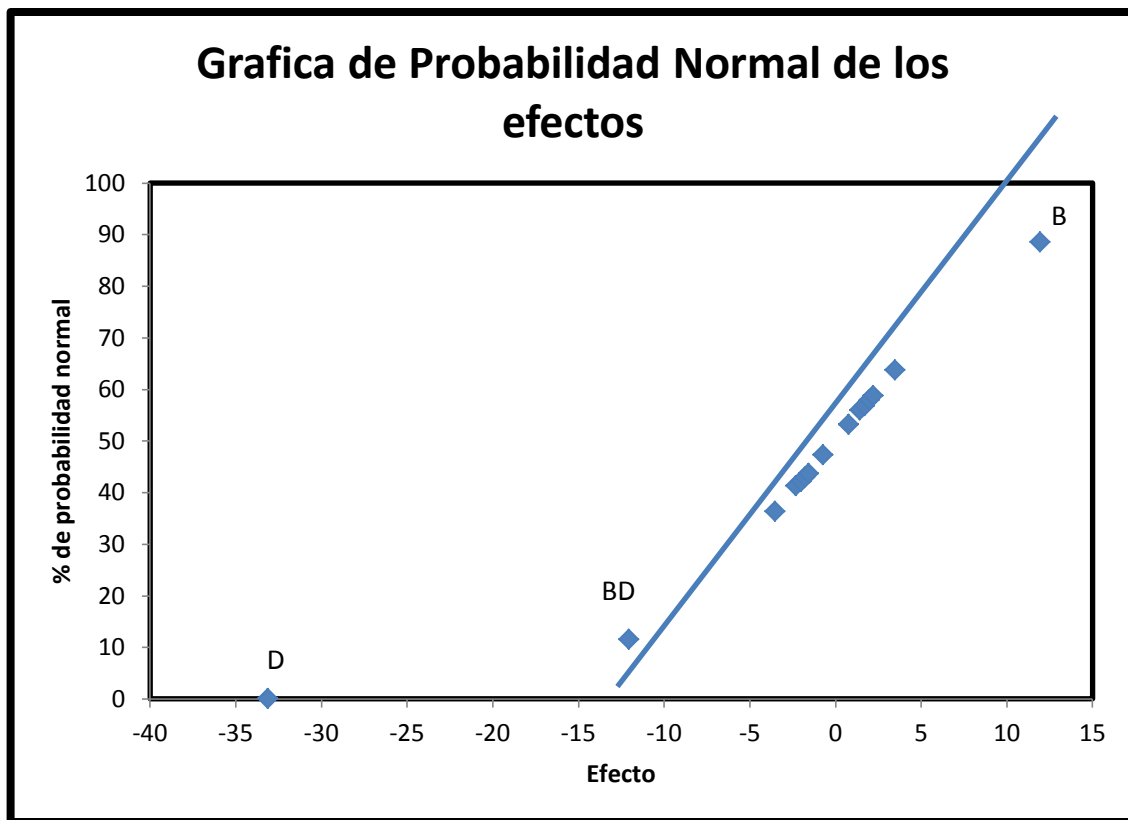
Termino del modelo	Efecto	% Prob. Normal
<b>A</b>	0,8083	53,22433
<b>B</b>	11,979	88,41938
<b>AB</b>	-1,55	43,83679
<b>C</b>	3,508	63,70028
<b>AC</b>	2,0125	57,94685
<b>BC</b>	2,225	58,77554
<b>ABC</b>	1,7375	56,87103
<b>D</b>	-33,104	-0,02353
<b>AD</b>	-0,6916	47,29003
<b>BD</b>	-12,0208	11,53209
<b>ABD</b>	1,45	55,74348
<b>CD</b>	-3,4916	36,29107
<b>ACD</b>	-1,9875	42,09908
<b>BCD</b>	-2,275	40,96756
<b>ABCD</b>	-1,7625	42,99053

Fuente: El Autor.

Luego de tener los resultados del experimento se procede a hacer el análisis estadístico del experimento. Para este análisis se desarrollo una herramienta en Excel donde se pueden realizar los cálculos y en análisis grafico y así realizar la estimación de los efectos principales y la interacción entre ellos. Después de la estimación de los efectos (Tabla 5) se realiza una grafica de probabilidad normal, donde se grafican los valores de los efectos principales y las interacciones (Figura 22). Los valores de los efectos que caen sobre la recta son insignificantes, mientras que los efectos grandes están apartados de ella. Los efectos importantes de este análisis son los efectos principales B y D (el efecto de la salinidad de la salmuera y la temperatura respectivamente) y la interacción de ellos dos (Interacción BD).

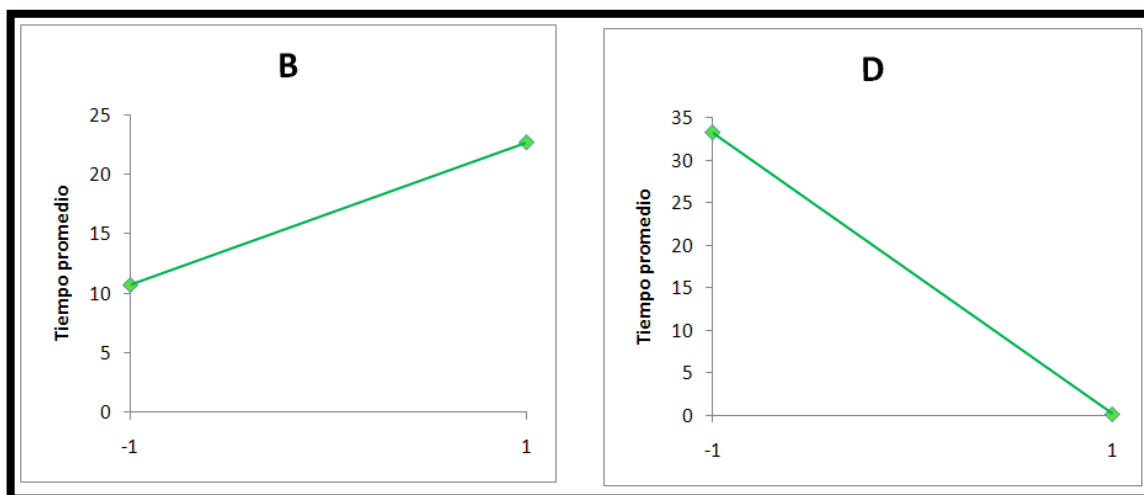
Los efectos principales se grafican en la Figura 23. El efecto de B es positivo mientras que el efecto de D es negativo, y si solo se consideraran estos efectos principales, el factor B se debe correr en el nivel alto y D en el bajo para maximizar el tiempo (estabilidad de la espuma).

Figura 22. Grafica de Probabilidad Normal de los efectos.



Fuente: El Autor.

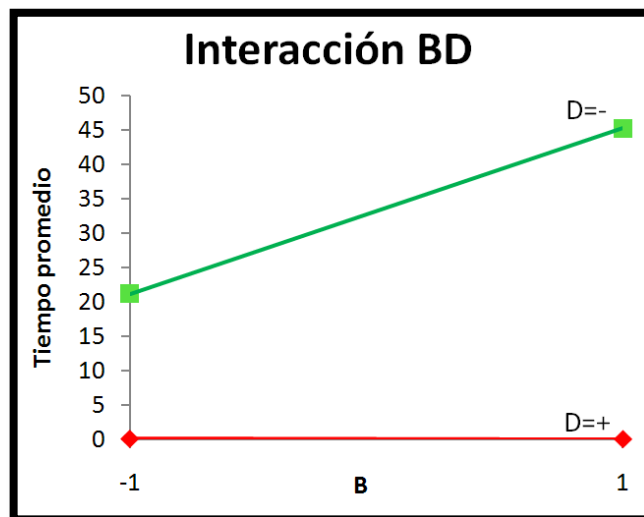
Figura 23. Grafica de los Efectos Principales.



Fuente: El Autor.

Sin embargo, siempre es necesario examinar cualquier interacción que sea importante. Los efectos principales no tienen mucho significado cuando están presentes interacciones significativas. La interacción BD (Figura 24) es la clave para resolver el problema. El efecto de la salinidad (B) es muy pequeño cuando la temperatura (D) está en el nivel alto (línea roja), en cambio el efecto de la salinidad es considerable cuando la temperatura esta en el nivel bajo (línea verde), obteniéndose los mejores resultados con la temperatura en el nivel bajo y la salinidad en el nivel alto.

**Figura 24. Grafica de la Interacción BD.**



**Fuente:** El Autor.

La conclusión que deja el diseño experimental es que los factores que más influyen sobre la estabilidad de la espuma son la salinidad y la temperatura. Para obtener mayor estabilidad se necesita más salinidad y menos temperatura.

### **3.2 METODOLOGIA PARA EVALUAR LAS ESPUMAS COMO AGENTES DIVERGENTES**

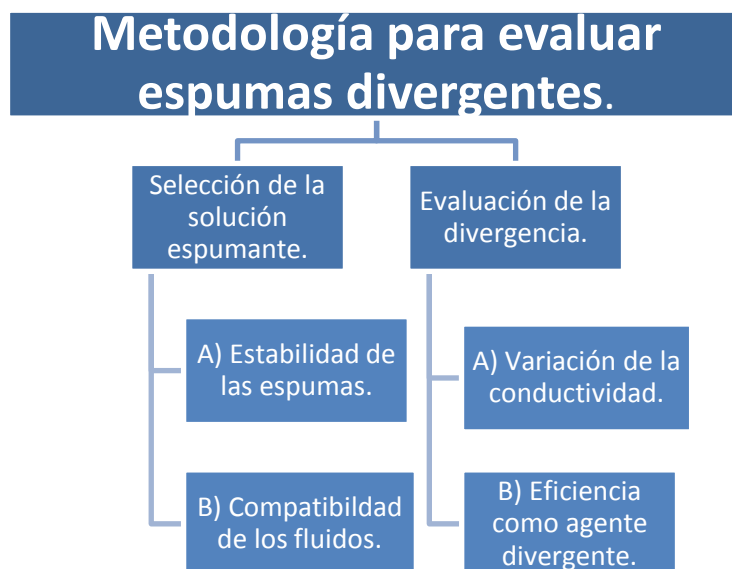
La evaluación de las espumas como una alternativa para la estimulación de pozos se divide en 2 partes principales. La primera consiste en seleccionar el agente espumante más apropiado a ser utilizado en la segunda parte (evaluación de la divergencia). Para seleccionar el agente espumante apropiado se evalúan 2 criterios: La estabilidad de la espuma a altas temperaturas y la compatibilidad de la solución espumante con los fluidos de la formación (Figura 25).

Para evaluar la estabilidad de las espumas a altas temperaturas es necesario encontrar la mejor concentración de la(s) solución(es) espumante(s) que genera(n) una espuma persistente a alta temperatura. En la evaluación de la compatibilidad de la solución con los fluidos se analiza la potencialidad de daño por emulsión provocado por la interacción entre el crudo y las soluciones espumantes. De este modo, se garantiza que la solución espumante que pasa a la segunda etapa sea la más indicada.

En la segunda etapa se evalúa la divergencia de la solución espumante. Esto se logra mediante el análisis de la eficiencia de la espuma para redistribuir el flujo de gas a través de un sistema. El parámetro que se usa es la conductividad (C) al gas, que está definida como la razón entre el caudal y la caída de presión a través del sistema (en este caso a través del núcleo).

Como resultado de la investigación se deja un procedimiento técnico que debe ser evaluado siempre que se realice un estudio. A continuación se detallará cada procedimiento. En los Anexos se encuentran los manuales de procedimientos técnicos a nivel de laboratorio propuestos para la realización de estos experimentos.

**Figura 25. Metodología para evaluar espumas como agentes divergentes.**



**Fuente:** el Autor

### **3.2.1 Selección De La Solución Espumante**

En la fase de selección de la solución espumante radica el éxito de la utilización de la espuma como divergente de flujo para incrementar la producción de hidrocarburos en un medio que atraviesa problemas de canalización del gas de inyección. De este modo, se dispone de un número de agentes espumantes con el fin de evaluarles la estabilidad a altas temperaturas y la compatibilidad de la solución con el crudo.

#### **A) PROCEDIMIENTO PARA EVALUAR LA ESTABILIDAD DE LAS ESPUMAS (ANEXO I).**

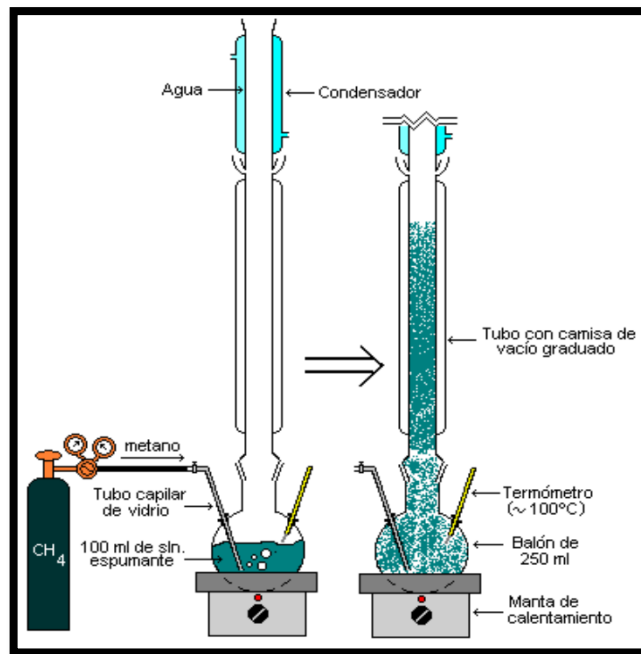
Este es el primer y más importante criterio de selección del producto a ser empleado. Con esta metodología se puede encontrar, entre los agentes espumantes diferentes, el agente o los agentes que generan la espuma de mayor estabilidad a 100°C, a la presión atmosférica y el valor indicado de concentración de agente espumante. Se espera un máximo de 7 días para calificar la espuma y se califica de la siguiente forma:

- Deficiente: Espuma de baja estabilidad o discontinua.
- Estable: Espuma que perdura durante un tiempo considerable a una altura significativa.

**Equipos, Materiales y reactivos:**

- Agentes Espumantes. (Agente espumante A, Agente espumante B, Agente espumante C, Agente espumante D, etc.) Dependiendo de los agentes a evaluar.
- Gas de inyección.
- Equipo para evaluar la estabilidad de las espumas ver (Figuras 26 y 27).

**Figura 26. Esquema del montaje para evaluación de la estabilidad de la espuma.**

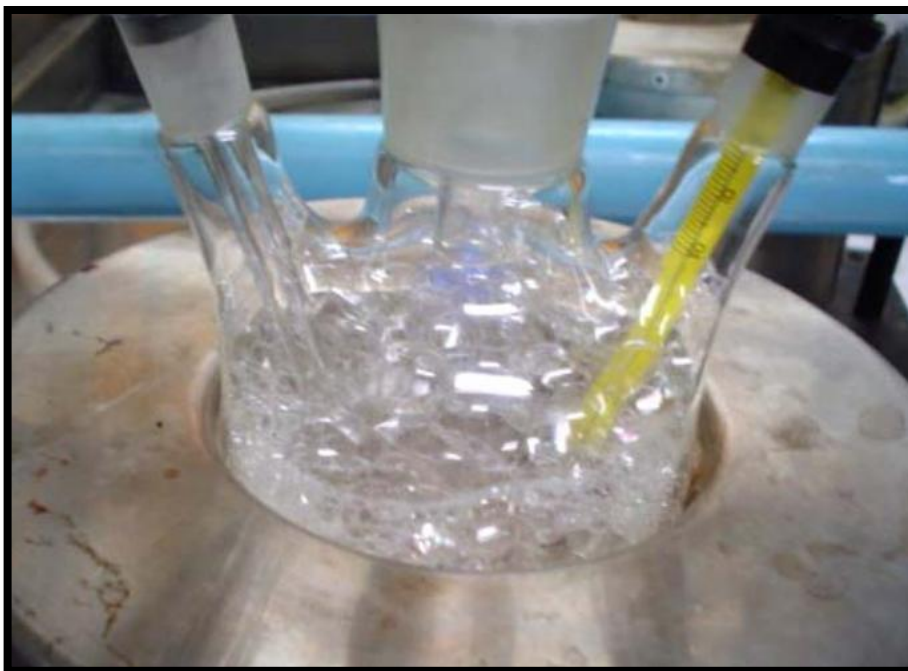


**Fuente:** GONZALEZ, Roberto, MARTINEZ, Elienel, RUIZ, Marcos. ESTUDIO DE SELECCIÓN Y EVALUACIÓN DE LAS ESPUMAS COMO UNA ALTERNATIVA DE RECOBRO MEJORADO. "BRIGHT GAS". UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. FRANCO, Carlos, RESTREPO, Alejandro, OCAMPO, Alonso. BRITISH PETROLEUM COMPANY. V INGEPET 2005 (EXPL-3-MR-225).

**Procedimiento:**

- De cada uno de los agentes espumantes se prepara 100 ml de solución acuosa (el agua es previamente filtrada a 0.7  $\mu\text{m}$ ). La solución acuosa se prepara a diferentes concentraciones recomendadas por el proveedor, estas concentraciones son concentraciones cercanas a la CMC. Por ejemplo:
  - Espumante A a la concentración recomendada por el proveedor.
  - Espumante B a la concentración recomendada por el proveedor.
  - Espumante C a las concentraciones de 4, 6, 8 y 10 g/lit de solución.
  - Espumante D a las concentraciones de 4, 6, 8 y 10 g/lit de solución.
- Se vierte la solución espumante en el balón volumétrico y se ensamblan todas las piezas del montaje (Figura 26).
- Se inicia el flujo de agua a través del condensador.
- Se enciende la manta de calentamiento para alcanzar la temperatura de ebullición del agua (100°C). La solución puede empezar a generar espuma en el balón (Figura 27)
- Se inyecta el gas de inyección a baja presión a través del tubo capilar hasta que la espuma llega al tope del tubo con camisa de vacío.
- Se observa el comportamiento de la espuma respecto al tiempo. Se espera un máximo de 7 días para calificar la espuma: la que perdure durante este lapso de tiempo se considerara como una espuma estable y la que no, será evaluada a otra concentración hasta considerarse como deficiente si no exhibe mejoría significativa. Se considera deficiente cuando la espuma no alcanza la altura, o si se destruye rápidamente o si presenta espuma discontinua.
- El agente espumante que presente mejor desempeño al utilizar agua fresca como solvente, luego debe ser probado con agua de formación a la concentración de máxima estabilidad hallada.

**Figura 27. Generación de espuma.**



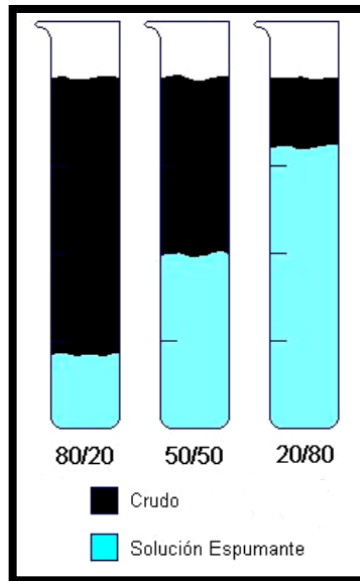
**Fuente:** GONZALEZ, Roberto, MARTINEZ, Elienel, RUIZ, Marcos. ESTUDIO DE SELECCIÓN Y EVALUACIÓN DE LAS ESPUMAS COMO UNA ALTERNATIVA DE RECOBRO MEJORADO. "BRIGHT GAS". UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. FRANCO, Carlos, RESTREPO, Alejandro, OCAMPO, Alonso. BRITISH PETROLEUM COMPANY. V INGPET 2005 (EXPL-3-MR-225).

## **B) PROCEDIMIENTO PARA ANALIZAR LA COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS (ANEXO II)**

Este análisis es muy importante debido a que cualquier sustancia o tratamiento que se le aplique a un yacimiento podría generar reacciones que pueden resultar benéficas o perjudiciales para los intereses de la compañía. Debido a esto, los agentes espumantes que superan la prueba de estabilidad se deben llevar a una prueba de laboratorio donde el agente seleccionado será el de menor daño potencial al entrar en contacto con los fluidos presentes en el yacimiento. Así, la solución espumante (con agua de formación) debe ser analizada a diferentes escenarios que se puedan presentar en el yacimiento. Las proporciones de mezcla que se recomiendan son 20-80% crudo/agente, 50-50% y 80-20% (Figura 28).

Esto es una evaluación cualitativa que constituye el segundo criterio de selección de agente a utilizar. Si no se evidencia separación de las fases, esto significa que hay una alta tensión interfacial.

**Figura 28. Proporciones de mezcla para el análisis de la compatibilidad de fluidos.**



**Fuente:** GONZALEZ, Roberto, MARTINEZ, Elienel, RUIZ, Marcos. ESTUDIO DE SELECCIÓN Y EVALUACIÓN DE LAS ESPUMAS COMO UNA ALTERNATIVA DE RECOBRO MEJORADO. "BRIGHT GAS". UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. FRANCO, Carlos, RESTREPO, Alejandro, OCAMPO, Alonso. BRITISH PETROLEUM COMPANY. V INGPET 2005 (EXPL-3-MR-225).

#### **Equipos, Materiales y Reactivos:**

- Soluciones espumantes (preseleccionadas de la prueba de estabilidad del agente)
- Salmuera de formación.
- Crudo de formación.
- Cilindros graduados de 100 ml.
- Horno con regulador de temperatura.

- Agitador magnético.
- Beaker de 250 ml.
- Cronómetro.

**Procedimiento:**

- Medir el volumen de crudo y de solución espumante base agua de formación a la concentración óptima encontrada en la prueba de estabilidad de acuerdo a la proporción a evaluar: 20-80, 50-50 y 80-20% en volumen.
- Verter los fluidos en un Beaker de 250 ml.
- Someter a agitación a 1000 rpm durante un minuto para emulsionar la mezcla. Según la norma este proceso se debe realizar a más revoluciones pero este caso se realizará a bajas revoluciones para no degradar mecánicamente la espuma.
- Verter la mezcla en el cilindro de 100 ml y dejarla en reposo a temperatura ambiente.
- Observar el comportamiento de los fluidos y registrar el porcentaje libre, de interfase o en emulsión de los componentes de la mezcla con el tiempo.
- Repetir el procedimiento a temperatura de yacimiento.

Los resultados se registran en porcentaje en la tabla 6. Para evaluar los resultados, adicionalmente al grado de rompimiento de agua, se incluye información, como, volumen de capa de sedimentos, calidad de la interfase (fuerte, difusa), y si el aceite se adhiere a los lados del cilindro en la capa de agua (detergencia). Un registro opcional pero muy valioso se puede obtener tomando fotos a color del sistema al completar el periodo de la prueba.

**Convenciones:**

- **SE:** Solución espumante
- **AL:** Agua libre
- **IF:** Interfase

- **EM:** Emulsión
- **OIL:** Crudo

**Tabla 6. Registro de datos compatibilidad de fluidos**

Tiempo (min)	20% CRUDO - 80 % SE				50% CRUDO - 50 % SE				80% CRUDO - 20 % SE			
	%AL	%IF	%EM	%OIL	%AL	%IF	%EM	%OIL	%AL	%IF	%EM	%OIL
1												
5												
20												
30												
60												
180												
240												

Fuente: el autor.

### 3.2.2 Evaluación De La Eficiencia De La Espuma Como Desviadora De Flujo

Luego de seleccionar la solución espumante más adecuada se procede a evaluar la divergencia de la espuma. La solución espumante que logre llegar a esta fase será la que tenga las mejores propiedades para ser evaluada como divergente del flujo de gas, por lo tanto, ha cumplido con los criterios de selección: estabilidad y compatibilidad.

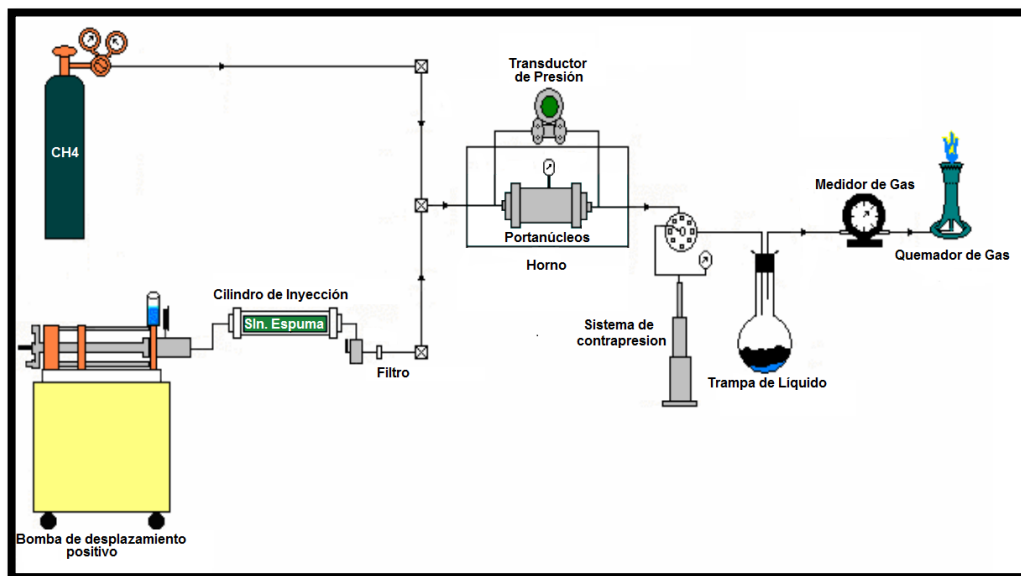
Para este sistema, compuesto por dos canales que difieren en gran medida en la resistencia que ofrecen al flujo de gas en su través, no es posible evaluar la movilidad del gas en cada núcleo, ya que el caudal que entrega el cilindro de gas no es constante con el tiempo. Además, cuando se da el flujo de gas, las muestras están saturadas con agua y aceite, es decir, se da flujo monofásico. Por lo tanto, la caída de presión en el núcleo varía continuamente. Debido a esto el parámetro que se evalúa es la conductividad (C) al gas de cada núcleo con el tiempo. Sin embargo, antes de evaluar la espuma se considera conveniente analizar el efecto que esta tiene sobre la conductividad en un solo núcleo como se describe a continuación.

## A. PROCEDIMIENTO PARA ANALIZAR LA VARIACIÓN DE LA CONDUCTIVIDAD(ANEXO III).

### Equipo, Materiales y Reactivos:

- Núcleo de formación. Propiedades: (Diámetro, Longitud, Área, Volumen Poroso, Porosidad, Permeabilidad Absoluta).
- Solución espumante seleccionada. Preparada con agua filtrada. (Se filtra para evitar el ruido que podría agregarle la presencia de finos a los resultados).
- Salmuera de formación.
- Crudo de la formación.
- Gas de inyección y desplazamiento.
- Equipo para evaluar la variación de la conductividad del gas (Figura 29).

Figura 29. Esquema del montaje de evaluación de reducción de movilidad.



**Fuente:** GONZALEZ, Roberto, MARTINEZ, Elienel, RUIZ, Marcos. ESTUDIO DE SELECCIÓN Y EVALUACIÓN DE LAS ESPUMAS COMO UNA ALTERNATIVA DE RECOBRO MEJORADO. "BRIGHT GAS". UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. FRANCO, Carlos, RESTREPO, Alejandro, OCAMPO, Alonso. BRITISH PETROLEUM COMPANY. V INGEPET 2005 (EXPL-3-MR-225). MODIFICADA

**Procedimiento:**

- Ensamblar todas las piezas del montaje como lo muestra la Figura 29.
- Encender el horno hasta alcanzar temperatura deseada (formación).
- Activar el sistema de contrapresión.
- Medir la permeabilidad absoluta del núcleo con salmuera a un diferencial de presión menor a 100 psi; antes de medir la permeabilidad fluir al menos 10 volúmenes porosos de salmuera a través del núcleo. Continúe fluyendo salmuera hasta alcanzar la permeabilidad de equilibrio. La permeabilidad de equilibrio es la cual en la que el flujo de 10 volúmenes porosos produce un cambio de menos del 5% en la permeabilidad.
- Desplazar con aceite para llevar a la saturación de agua residual a una presión diferencial preferiblemente de 100 psi. Fluir el aceite en la dirección que simule la producción. La permeabilidad continuara incrementando hasta que se alcance el valor de permeabilidad de equilibrio como resultado de la disminución de la saturación de agua. Si la permeabilidad disminuye significa que existen contaminantes en el núcleo.
- Inyectar gas al sistema a un diferencial de presión lo suficientemente bajo para evitar flujo turbulento pero lo suficiente para proveer una tasa de flujo medible y medir la Conductividad,  $C$ , ( $C=q/\Delta P$ ) del flujo de gas a través de la muestra en función del tiempo hasta que se estabilice. El sistema es llevado condiciones de saturación residual de agua y aceite.
- Inyectar 1-2 volúmenes porosos de solución espumante.
- Inyectar gas nuevamente para generar la espuma in-situ y registrar la variación de la conductividad con el tiempo durante un periodo igual al inicial.

**B. PROCEDIMIENTO PARA EVALUAR LA EFICIENCIA DE LA ESPUMA COMO AGENTE DIVERGENTE (ANEXO IV)**

Este análisis solo es representativo si el sistema cuenta con un alto contraste de permeabilidades. Esta es la prueba final. Donde se verifica la eficiencia de las

espumas como agentes desviadores de flujo de gas en núcleos de formación ubicados en paralelo.

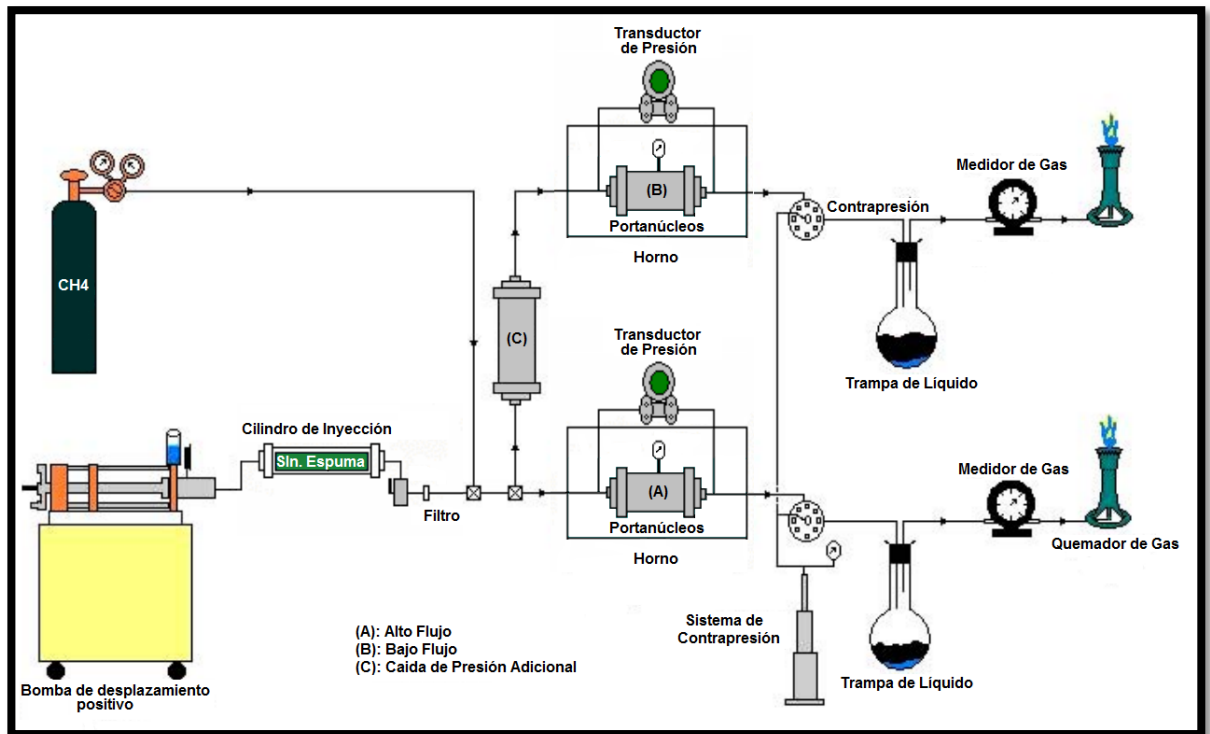
Uno de ellos, el de mayor permeabilidad, es favorecido para permitir mayor flujo de gas a través de él por medio de la restricción o caída de presión adicional que ofrece un núcleo de formación conectado en serie con el de menor permeabilidad (Fig. 30).

Para evaluar la eficiencia de la solución espumante como desviadora de flujo o como reductora de la conductividad en el canal preferencial de flujo, es necesario obtener una curva de conductividad ( $q/\Delta P$ ) al gas para cada núcleo y observar la cantidad de petróleo recuperado. Luego, ambos parámetros se comparan con lo obtenido después de generar la espuma en el núcleo de alto flujo.

#### **Equipos, Materiales y Reactivos:**

- Núcleos de formación (3), en la Figura 30: (A) Muestra de alto flujo (permeabilidad mayor), (B) Muestra de bajo flujo, (C) muestra Caída de presión adicional. (Permeabilidad  $A > B > C$ ).
- Solución espumante. Preparada con agua filtrada
- Agua de formación
- Crudo.
- Bomba de desplazamiento positivo.
- Equipo para evaluar la eficiencia de la espuma como agente divergente (Ver Figura30).

**Figura 30. Esquema del montaje para la evaluación de la influencia de las espumas como desviadoras de flujo al gas.**



**Fuente:** GONZALEZ, Roberto, MARTINEZ, Elienel, RUIZ, Marcos. ESTUDIO DE SELECCIÓN Y EVALUACIÓN DE LAS ESPUMAS COMO UNA ALTERNATIVA DE RECOBRO MEJORADO. "BRIGHT GAS". UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. V INGEPET 2005 (EXPL-3-MR-225). MODIFICADA

### Condiciones de Prueba:

- Presión de sobrecarga u Overburden
- Presión de flujo de líquido
- Presión de flujo de gas
- Temperatura

### Procedimiento

Con los núcleos caracterizados se procede a:

- Ensamblar todas las piezas del montaje como lo muestra la Figura 30.

- Encender el Horno hasta alcanzar temperatura deseada (temperatura de la formación).
- Inyectar los fluidos del yacimiento para llevar los núcleos a condiciones de saturación de aceite ( $S_o$ ) y residual de salmuera ( $S_{wr}$ ). Se lleva a estas condiciones de saturación de la misma forma que el procedimiento anterior.
- Inyectar gas a través del sistema y registrar el caudal y la caída de presión con el tiempo a través de cada núcleo.
- Inyectar 1-2 volúmenes porosos de solución espumante al núcleo de alto flujo. La solución espumante se usa a la concentración seleccionada de la prueba de la estabilidad.
- Inyectar gas para generar la espuma in situ y registrar el caudal y la caída de presión a través de cada núcleo durante el mismo periodo de tiempo.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La metodología desarrollada permite evaluar la aplicabilidad de un proceso de inyección de espumas para estimulación. Estos procesos de inyección son importantes porque las propiedades fisicoquímicas de las espumas permiten bloquear zonas de canalización y mejorar el frente de barrido con bajas cantidades de químicos. La prioridad de la implementación de esta tecnología es que permite evaluar el efecto positivo o negativo que las espumas pueden tener en factores como la permeabilidad y la compatibilidad con los fluidos en determinado yacimiento.

Se desarrolló una metodología experimental para la evaluación de las propiedades de las espumas. Esta consta de 2 fases principales. La primera consiste en seleccionar el agente espumante más apropiado a ser utilizado. Para seleccionar el agente espumante apropiado se evalúan 2 criterios: La estabilidad de la espuma a altas temperaturas y la compatibilidad de la solución espumante con los fluidos de la formación. En la segunda parte se evalúa la divergencia de la solución espumante.

Para optimizar el estudio de las variables de evaluación de la espuma se efectuó el diseño experimental a la prueba de la estabilidad de las espumas con surfactantes comerciales de fácil acceso en la industria del aseo y se desarrolló una herramienta en Excel que entrega al usuario los cálculos estadísticos y graficas para cualquier diseño experimental <sup>24</sup>. El diseño experimental se basa en la planeación y realización de pruebas y del análisis de los datos resultantes a fin de obtener conclusiones validas y objetivas. En general, los experimentos se usan para estudiar el desempeño de procesos y sistemas.

Se desarrollaron 4 procedimientos técnicos experimentales para la evaluación de las espumas. Los procedimientos están listos para ser aplicados en el laboratorio de daño a la formación de la Universidad o de cualquier Universidad.

En la Universidad se realizó un estado del arte de la aplicación de las espumas en el mundo y un análisis de la implementación de estas para aumentar el factor de recobro en campos petroleros. En esta investigación se continuó con el estudio de las espumas y se desarrolló la metodología para evaluarlas a nivel de laboratorio.

El éxito de un tratamiento de espumas lo dictan parámetros como la concentración, el tipo y el volumen de surfactante. A mayor volumen de surfactante, mayor estabilidad y mayor eficiencia. El surfactante asume el papel principal en la formulación y persistencia de la espuma.

Las propiedades importantes para la caracterización de las espumas son: calidad, textura, distribución del tamaño de burbuja, estabilidad de la espuma, la densidad, la movilidad y la viscosidad efectiva. La movilidad de una espuma atrapada para que sea ideal en procesos de bloqueo debe ser igual a cero. Las propiedades de las espumas varían con la presión y la temperatura.

La tubería enroscada (*Coiled Tubing*) es excelente para el viaje de las espumas tanto acidas como divergentes, ya que por su pequeño diámetro, mantiene la calidad y la estabilidad de la espuma.

Las compañías que comercializan agentes espumantes como agentes divergentes son compañías que trabajan con estimulación y bombeo, y empresas que comercializan productos químicos especializados. Sin embargo, este procedimiento no es comúnmente aplicado en Colombia, por lo tanto, la disponibilidad de estos agentes es muy limitada.

La salinidad y la temperatura son variables que afectan dramáticamente la estabilidad de las espumas, por lo tanto es importante la formulación de los agentes espumantes y los aditivos.

Se recomienda que la Universidad inicie y lidere estudios de evaluación de espumas para ser usadas en campo para evitar problemas de canalización por su fácil aplicabilidad, fácil tratamiento de reversibilidad (*flowback*), la facilidad para generarse y variar la calidad durante los trabajos de bombeo y la habilidad de la espuma para transportar finos liberados e insolubles lejos del área del *wellbore* durante el *flowback*.

Se recomienda implementar la metodología desarrollada en esta investigación siempre que se evalúe un proyecto de inyección de espumas como agentes divergentes al flujo.

Se recomienda realizar el diseño y análisis siempre que se realice un experimento con el fin de evaluar las variables que más afectan sobre el resultado del procedimiento.

La literatura asegura que la mayoría de soluciones espumantes son más estables a bajas salinidades; sin embargo, existen agentes espumantes que toleran altas salinidades. Se recomienda el uso desulfonatos de alfa-olefina (AOS) como agente espumante por su tolerancia a la salinidad y a altas temperaturas.

Se recomienda que se realicen estudios de repetitividad y reproducibilidad a las pruebas para garantizar que los resultados sean indiferentes si se cambian los equipos y los operarios.

Se recomienda que el laboratorio de daño a la formación de la Universidad adquiera, conserve y utilice los equipos necesarios para desarrollar esta metodología.

Se recomienda realizar nuevas investigaciones para evaluar otros parámetros (mojabilidad, calidad de la espuma, textura, distribución del tamaño de burbuja, movilidad, entre otros) que también puedan ser importantes en la evaluación de las espumas como divergentes y de este modo complementar la metodología.

## BIBLIOGRAFIA

1. N.W. HARRISON, SPE-AIME, SHELL OIL CO. Diverting agents. History and application. SPE 3653. 1971.
2. HOLSTEIN, EDWARD y LAKE, LARRY. Petroleum engineering handbook. SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. VOLUME V. 2007.
3. SALAGER, J.L., ANDEREZ, J.M. y FORGIARINI, ANA. Influencia de la formulación sobre las espumas. TRADUCIDO POR: MARÍA GABRIELA MOLINA. Conferencia presentada en las Jornadas del Grupo Formulacion de la *Société Française* de Chimie (<http://www.sfc.fr>) en Montpellier-Francia. 1998.
4. YAN, WEI. Foam for mobility control in alkaline/surfactant enhanced oil recovery process. TESIS. RICE UNIVERSITY. HOUSTON-TEXAS. 2006.
5. SANDOVAL, YURLEY y FRANCO, LEANDRO. Análisis de la implementación de la tecnología de espumas como método para aumentar el factor de recobro en campos petroleros. PROYECTO DE GRADO. BUCARAMANGA: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS. ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS. 2010.
6. GONZALEZ, R., MARTINEZ, E. Y RUIZ, M.: UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. FRANCO, C., RESTREPO, A. y OCAMPO, A.: BRITISH PETROLEUM COMPANY. Estudio de selección y evaluación de las espumas como una alternativa de recobro mejorado. "BRIGHT GAS". V INGEPET 2005 (EXPL-3-MR-225).
7. BRIJ, B., MAINI AND VINCENT M.A.: PETROLEUM RECOVERY INSTITUTE. CALGARY ALBERTA. Laboratory evaluation of foaming agents for high-temperature applications. Measurements of foam stability at elevated temperatures and pressures. SPE 86-06-05. 1986.



8. BERNARD, G.G. y HOLM, L.W. Effect of foam on permeability of porous media to gas. SPE 983-PA. 1964
9. HOLT, T. y VASSENDEN, F. Effects of pressure on foam stability; implications for foam screening. SPE 35398. 1996
10. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Practicas recomendadas para la evaluación en laboratorio de agentes activos de superficie para la estimulación de pozos. NORMA API RP 42. SEGUNDA EDICION, ENERO 1977, REAFIRMADA EN FEBRERO 1990.
11. BURMAN, J.W. Foam as a diverting technique for matrix sandstone stimulation. SPE 15575. 1986.
12. SIDDIQUI, S., TALABANI, S., YANG, J., SALEH, S. e ISLAM, M.R. An experimental investigation of the diversion characteristics of foam in Berea sandstone cores of contrasting permeabilities. SPE 37463. 1997.
13. DOUGLAS C. MONTGOMERY. Diseño y análisis de experimentos. SEGUNDA EDICION. LIMUSA WILEY, 2004.
14. SULFRIDGE, F.E., RATERMAN, K.Y. y RUSSELL, G.C. Foam Performance Under Reservoir Conditions. SPE 19691. 1989.
15. ISAACS, E.E., MCCARTHY, F.C. y MAUNDER, J.D. Investigation of Foam Stability in Porous Media at Elevated Temperatures. SPE 15647. 1988.
16. WEAIRE, D. y HUTZLER, S. The Physics of foams. Oxford University Press. 1999.
17. ELSON, T.D. y MARSDEN, S.S.JR. The effectiveness of Foams as mobility control agents for Oil Recovery by Gas Displacement. SPE/DOE 202451. 1978.
18. ALBERCHT, R.A. y MARSDEN, S.S. Foams as Blocking Agents in Porous Media. SPE 2357. 1970.
19. PRUD'HOMME, R. K. y KHAN, S. A. Foams - Theory, measurements and applications, M. Dekker, NEW YORK. 1996.
20. BROWN, R.W., GEORGE, N., y RAYMOND, L. Factors influencing optimum ball sealer performance. SPE 553. 1963.

21. GALLUS, J.P., PYE, D.S. Deformable diverting Agent for Improved Well Stimulation. SPE 2161. 1969.
22. THOMPSON, K.E. y GDANSKI, R.D. Laboratory Study provides Guidelines for diverting acid with foam. SPE 23436. 1993.
23. SMITH, C.L., JAMES, A.L., ROBERTS, P.G. New diverting Techniques for Acidizing and fracturing. SPE 2751. 1969.
24. KOVSCEK, A.R., PATZEK, T.W., AND RADKE, C.J. Mechanistic Prediction of Foam Displacement in Multidimensions: A Population Balance Approach. SPE 27789. 1994.
25. KHATIB, Z.I., HIRASAKI, G.H. y FALLS, A.H. Effects of capillary pressure on coalescence and phase mobilities in foams flowing through porous media. SPE 15442. 1988.
26. KHRISTOV, K.I., EKSEROVA, D.R., y KRUGLAYOVK, P.P.M. Influence of film type on foam stability. COLLOID J. USSR. 1981.
27. KRISTIENSEN, T.S, y TORLEIF HOLT. Properties of flowing foam in porous media containing oil. SPE/DOE 24182. 1992.
28. KALFAYAN, L.J. y MARTIN, A.N. The art and practice placement and diversion: History, present state and future. SPE 124141. 2009
29. HIRASAKI, G.J. The steam-foam process. SPE 19505. 1989.
30. BOND, D.C. AND HOLBROOK, C.C. Gas Drive oil recovery process. U.S. Patent No. 2,866,507. 1958
31. FRIED, A.N. The Foam-Drive Process for increasing the recovery of oil. Report RI-5866. U.S. BUREAU OF MINES. 1961.
32. MARSDEN, S.S. Foams in porous media-SUPRI TR-49. DOE/SF/11564-15. US DOE. 1986.
33. NEEDHAM, J.P. Pluggings of high permeability earth strata. U.S. patent No. 3,412,793. 1968.
34. FITCH, J.P. y MINTER, R.B. Chemical diversion of heat will improve thermal oil recovery. SPE 6172. 1976.

35. DILGREN, R.E. ET AL. Steam channel-expanding steam foam drive. U.S. PATENT NO. 4,086,964. 1978
36. HELLER, J.P. y KUNTAMUKKULA, M.S. Critical review of the foam Rheology literature. 1987.
37. LOPERA, S.H., RESTREPO, A. y OCAMPO, A. Fluidos divergentes como alternativa de recobro mejorado en yacimientos naturalmente fracturados: Un estudio experimental. BOLETIN DE CIENCIAS DE LA TIERRA NO. 25. 2009.
38. SINGH, G., HIRASAKI, G.J. y MILLER, C.A. Dynamics of foam films in constricted Pores. ALCHE JOURNAL VOL 37 NO. 12,3241-3252. 1997.
39. ZHU, T., STRYCKER, A., RAIBLE, C.J y VINEYARD, K. Foams for Mobility Control and Improved Seep Efficiency in Gas Flooding. SPE 39680. 1998.
40. KRAUSE, R.E., LANE, R.H., KUEHNE, D.L y BAIN, G.F. Foam Treatment of producing wells to increase Oil Production at Prudhoe Bay. SPE/DOE 24191. 1992.
41. MOHAMMADI, S.S, VAN SLYKE, D.C y GANONG, B.L. Steam-Foam Pilot Project in Dome-Tumbador, Midway-sunset Field. SPE 16736. 1989.
42. CHOU, S.I y PISIO D.L. CO<sub>2</sub> Foam Field Trial at North Ward-Estes. SPE 24643, 1992.
43. MARTIN, F.D. CO<sub>2</sub>-Foam Field Verification Pilot Test at EVGSAU injection Project Phase I: Project Planning and Initial Results. SPE 24176.1992.

## ANEXOS

### ANEXO I

 	<b>ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS</b> LABORATORIO DE ANÁLISIS PETROFÍSICOS	<b>MANUAL DE PROCEDIMIENTOS</b>	
	<b>PROCEDIMIENTO PARA EVALUAR LA ESTABILIDAD DE LAS ESPUMA COMO AGENTE DIVERGENTE.</b>	15-09-2011	Página 1 de 1

#### 1. OBJETIVO

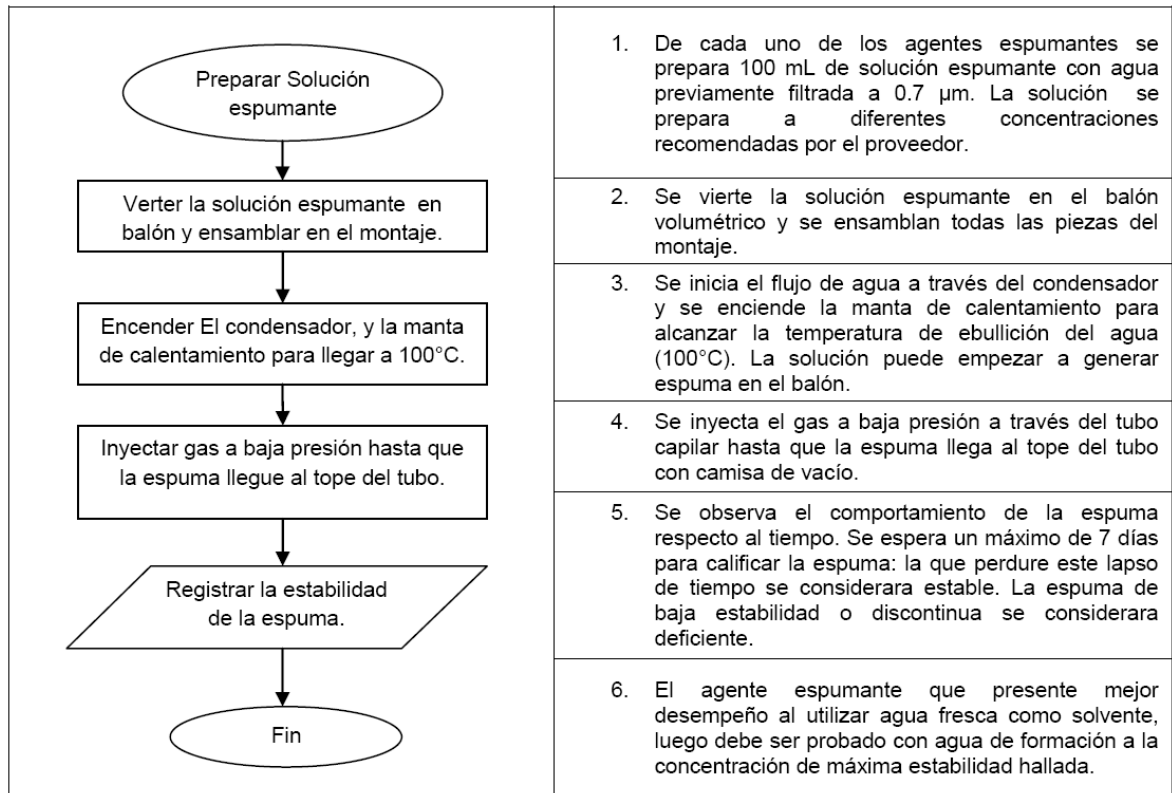
Evaluar la estabilidad de la espuma generada por cualquier agente espumante.

#### 2. ALCANCE



Realizar la prueba de la estabilidad a altas temperaturas de las espumas a varios agentes espumantes e indicar el agente más apropiado y la concentración más apropiada.

### 3. PROCEDIMIENTO

El procedimiento para evaluar la estabilidad de la espuma se describe así:



## ANEXO II

 	<b>ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS</b> <b>LABORATORIO DE ANÁLISIS PETROFÍSICOS</b>	<b>MANUAL DE PROCEDIMIENTOS</b>	
	<b>PROCEDIMIENTO PARA EL ANALISIS DE LA COMPATIBILIDAD DEL AGENTE ESPUMANTE CON LOS FLUIDOS</b>	15-09-2011	Página 1 de 1

### 1. OBJETIVO

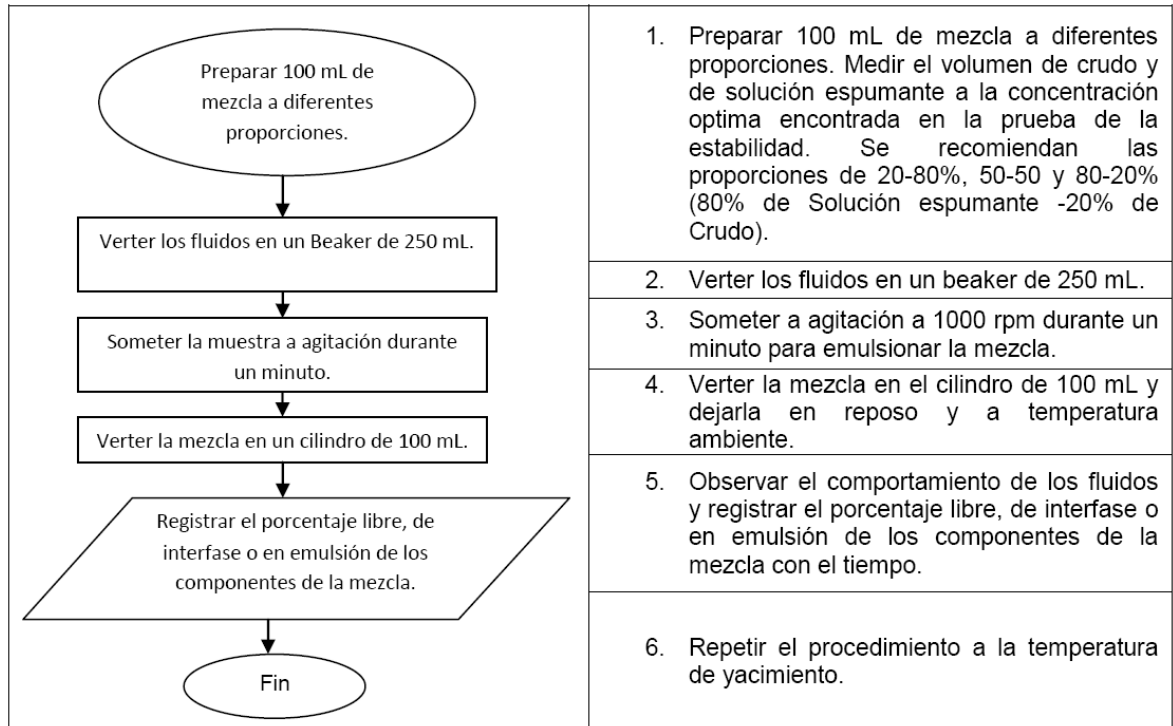
Evaluar la compatibilidad de los fluidos presentes en el yacimiento con el agente espumante.

### 2. ALCANCE



Realizar el análisis de la compatibilidad de los fluidos. Analizar cualquier sustancia o tratamiento que se le aplique al yacimiento que podría generar reacciones y puedan resultar benéficas o perjudiciales a los intereses de la compañía.

### 3. PROCEDIMIENTO

El procedimiento para evaluar la estabilidad de la espuma se describe así:



### ANEXO III

 	<b>ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS</b> LABORATORIO DE ANÁLISIS PETROFÍSICOS	<b>MANUAL DE PROCEDIMIENTOS</b>	
	<b>PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA VARIACION DE LA CONDUCTIVIDAD EN UN NUCLEO CON AGENTE ESPUMANTE</b>	15-09-2011	Página 1 de 2

#### 1. OBJETIVO

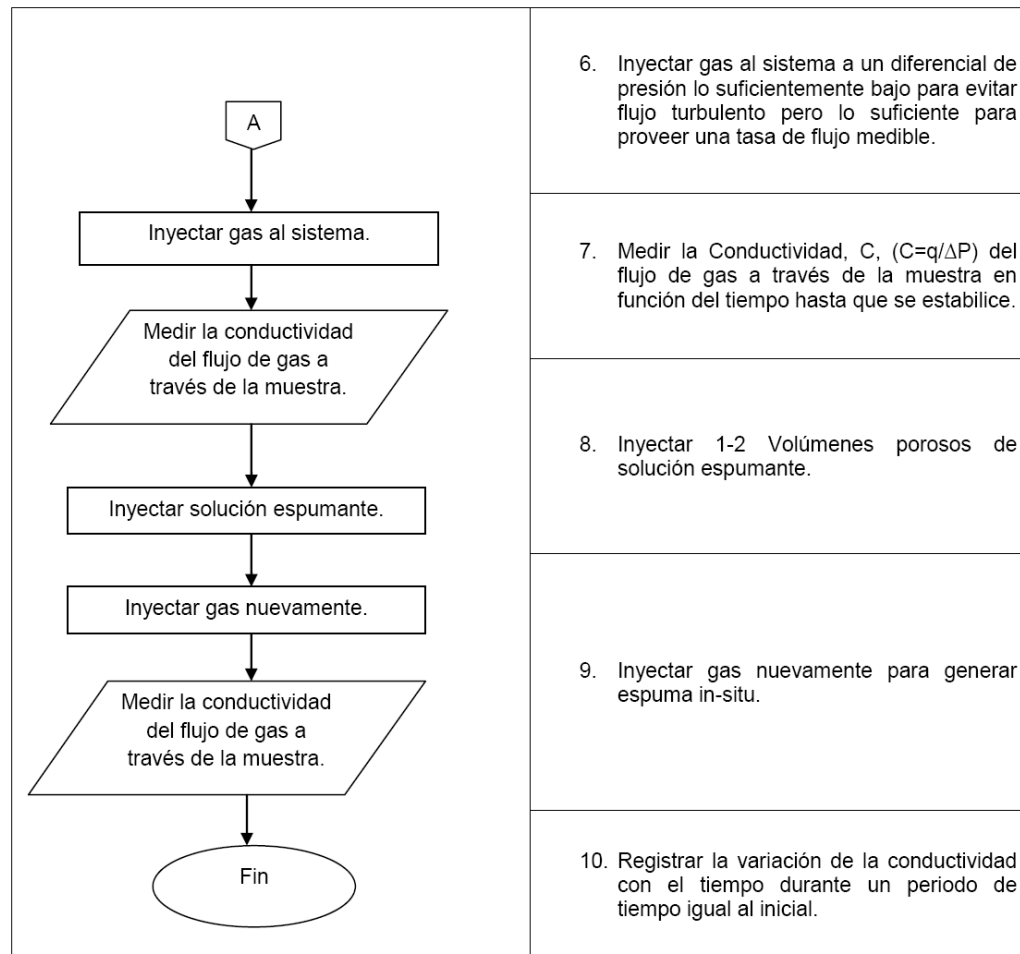
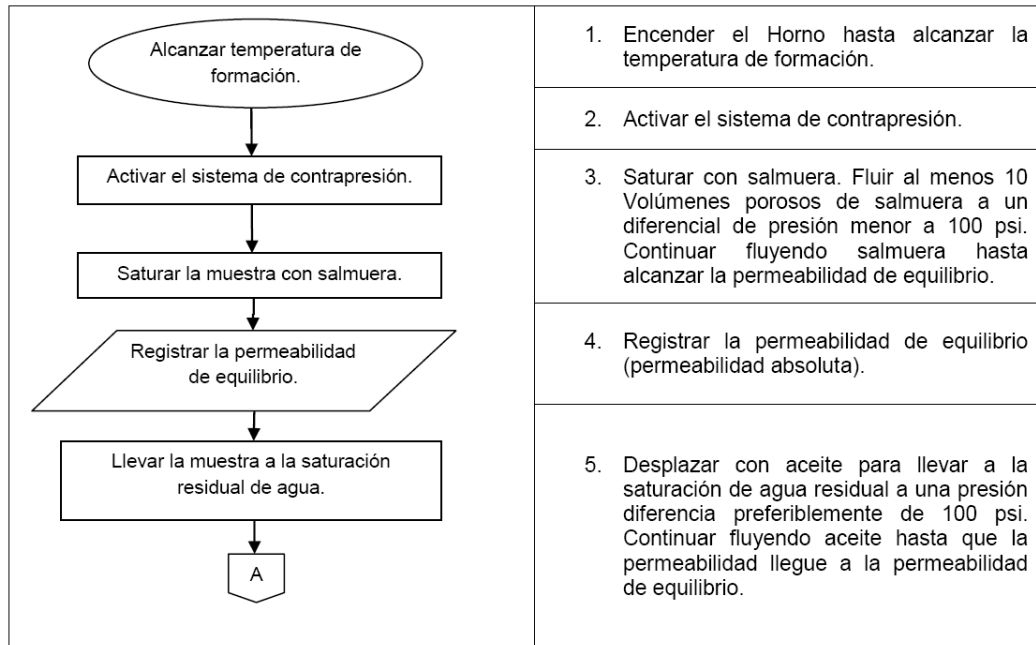
Evaluar la conductividad al gas del núcleo con el tiempo.

#### 2. ALCANCE



La solución espumante que logre llegar a esta fase será la que tenga mejores propiedades, por lo tanto, ha cumplido los criterios de selección: estabilidad y compatibilidad. Realizar el análisis de la variación de la conductividad (C) del núcleo con el tiempo para un núcleo saturado con agente espumante.

#### 3. PROCEDIMIENTO

El procedimiento para evaluar la estabilidad de la espuma se describe así:



## ANEXO IV

 	ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS LABORATORIO DE ANÁLISIS PETROFÍSICOS	MANUAL DE PROCEDIMIENTOS	
	PROCEDIMIENTO PARA EVALUAR LA DIVERGENCIA DE UN AGENTE ESPUMANTE	15-09-2011	Página 1 de 2

### 1. OBJETIVO

Verificar la eficiencia de las espumas como agentes desviadores de flujo en núcleos de formación ubicados en paralelo.

### 2. ALCANCE

El agente que llegue a esta prueba tiene que haber pasado por las pruebas: estabilidad, compatibilidad y conductividad. Realizar el análisis de la variación de la conductividad (C) en cada núcleo con el tiempo, donde el de mayor permeabilidad es favorecido para permitir mayor flujo de gas a través de él por medio de una caída de presión adicional que ofrece un núcleo de formación conectado en serie con el de menor permeabilidad.

### 3. PROCEDIMIENTO

El procedimiento para evaluar la estabilidad de la espuma se describe así:

