

**ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE ESPUMAS
COMO MÉTODO PARA AUMENTAR EL FACTOR DE RECOBRO EN CAMPOS
PETROLEROS**

**YURLEY MARCELA SANDOVAL MENESES
LEANDRO ALFREDO FRANCO APARICIO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2010

**ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE ESPUMAS
COMO MÉTODO PARA AUMENTAR EL FACTOR DE RECOBRO EN CAMPOS
PETROLEROS**

**YURLEY MARCELA SANDOVAL MENESES
LEANDRO ALFREDO FRANCO APARICIO**

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

**M. Sc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO
DIRECTOR**

**Ing. GUSTAVO ADOLFO MAYA TORO
CO – DIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2010

DEDICATORIA

A Dios por ser mi fiel e inseparable amigo, por acompañarme y guiarme cada segundo de mi vida, por ser mi fuerza, tranquilidad y alegría.

A mis padres por su apoyo incondicional y su gran amor, sin su esfuerzo mi sueño de ser ingeniera no habría sido posible.

A mi hermano por su inagotable alegría y por enseñarme que aún en los momentos más difíciles hay que sonreír.

A mi familia por estar a mi lado en todo momento y por contribuir a la mujer que soy.

A Luis Carlos por su amor, amistad, compañía y complicidad. Gracias por enseñarme que el amor puede soportar cualquier dificultad.

A María Isabel, Álvaro, y Fabián porque más que amigos son mis hermanos.

A mis amigos y hermanos de la U por su gran amistad, siempre los llevaré en mi corazón.

MARCELA SANDOVAL

DEDICATORIA

A Dios por ser esperanza y fortaleza para mi vida, y por permitirme alcanzar mis metas.

A mis padres por su inagotable amor, gran ejemplo y apoyo incondicional.

A mis hermanos Robert y Millu por la alegría y el orgullo que representan en mi vida.

A Franklin, Jose, Alfonso, El rolo porque más que amigos son mis hermanos, sin ustedes la U no es la misma.

A mi tapita querida Lore y a mi compañerita Marce, mis grandes amigas de la U, las adoro.

A todos los 2050, compañeros del GRM y amigos de la U.

LEANDRO FRANCO

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander por brindarnos la oportunidad de llevar a cabo nuestros estudios.

Al ingeniero Samuel Fernando Muñoz por respaldar fielmente la realización de este proyecto de investigación, por creer en nosotros y enseñarnos cosas valiosas de la academia y la vida.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos UIS y a todos sus docentes por contribuir en gran medida a nuestra formación profesional.

A nuestros compañeros del Grupo de Investigación de Recobro Mejorado y a los ingenieros del Instituto Colombiano del Petróleo por sus valiosos consejos y aportes.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1. FUNDAMENTOS DE LA INYECCIÓN DE ESPUMAS	3
1.1 GENERALIDADES DE LAS ESPUMAS	5
1.1.1 Tipos de surfactante.....	6
1.1.2 Ventajas de la inyección de espumas	11
1.1.3 Desventajas de la inyección de espumas	12
1.2 CARACTERIZACIÓN DE LAS ESPUMAS	13
1.2.1 Calidad	13
1.2.2 Textura	14
1.2.3 Distribución del tamaño de burbuja.....	15
1.2.4 Estabilidad o durabilidad	15
1.2.5 Densidad	17
1.2.6 Movilidad.....	18
1.2.7 Viscosidad efectiva.....	18
1.3 FACTORES QUE AFECTAN LAS PROPIEDADES DE LAS ESPUMAS .	19
1.3.1 Efecto de la permeabilidad y las tasas de flujo	19
1.3.2 Efecto de la salinidad	20
1.3.3 Efecto de los polímeros en la estabilidad y resistencia de las espumas al flujo	20
1.3.4 Efecto de pH	21
1.3.5 Efecto de la saturación de aceite	21
1.4 COMPORTAMIENTO DE LAS ESPUMAS EN EL MEDIO POROSO	22
1.4.1 Reducción de la movilidad	23
1.4.2 Reología y flujo	23
1.5 TIPOS DE ESPUMAS.....	28
1.6 TIPOS DE INYECCIÓN Y GENERACIÓN DE ESPUMAS	30
2. EXPERIENCIAS DE CAMPO EN LA INYECCIÓN DE ESPUMAS	33
2.1 EXPERIENCIAS DE CAMPO DE LA INYECCIÓN DE ESPUMAS EN EL CONTROL DE GOR	34

2.1.1	Campo Prudhoe Bay	34
2.1.2	Campo Beryl	39
2.2	EXPERIENCIAS DE CAMPO DE LA INYECCIÓN DE ESPUMAS EN EL CONTROL MOVILIDAD	44
2.2.1	Campo Midway Sunset	44
2.2.2	Campo Snorre.....	49
2.3	EXPERIENCIAS DE CAMPO DE LA INYECCIÓN DE ESPUMAS EN EL BLOQUEO Y DESVÍO DE FLUIDOS	54
2.3.1	Campo North Ward Estes	54
2.3.2	Campo Vacuum.....	59
2.4	LECCIONES APRENDIDAS.....	66
3.	ANÁLISIS DE LA IMPLEMETACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE ESPUMAS EN CAMPOS PETROLEROS COLOMBIANOS A PARTIR DE LA APLICACIÓN DE UN SCREENING CONCEPTUAL.....	69
3.1	CRITERIOS DE SCREENING DE LA TECNOLOGÍA DE ESPUMAS	69
3.1.1	Criterios de <i>screening</i> de la inyección de espumas para bloqueo de zonas en pozos productores	71
3.1.2	Criterios de <i>screening</i> de la inyección de espumas control de movilidad	73
3.1.3	Consideraciones de diseño	77
3.2	APLICACIÓN DE LOS CRITERIOS DE <i>SCREENING</i>	80
3.2.1	Campo Cupiagua	80
3.2.1	Aplicación.....	81
3.2.2	Campo Teca.....	82
	CONCLUSIONES	85
	RECOMENDACIONES.....	87
	BIBLIOGRAFÍA.....	88
	ANEXO	94

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Estructura de la espuma.	5
Figura 2. Esquema de la formación e espumas en presencia de sustancias tensoactivas.	7
Figura 3. Esquema de un surfactante en la interface de un sistema agua/aceite. ...	8
Figura 4. Ejemplos de tipos de surfactante.	9
Figura 5. Esquema de la estabilidad de una espuma.	16
Figura 6. Esquema a nivel poroso de un tren de burbujas de gas fluyendo y de la saturación de gas atrapado durante la propagación de una espuma a través del medio poroso.	25
Figura 7. Problemas comunes encontrados en el yacimiento durante un proceso de inyección de gas.	29
Figura 8. Clasificación de las espumas de acuerdo a la ubicación y forma de las burbujas de gas.	31
Figura 9. Ubicación del campo Prudhoe Bay.	34
Figura 10. Ubicación del campo Beryl.	40
Figura 11. Tratamiento con espumas para prevenir la producción de gas por gas cusping en el pozo B-30Z.	42
Figura 12. Comportamiento del GOR después del tratamiento.	43
Figura 13. Ubicación del campo Midway Sunset y área del piloto.	46
Figura 14. Respuesta de producción en el piloto Dome-Tumbador.	49
Figura 15. Ubicación del campo Snorre y del piloto de espumas.	50

Figura 16. Efecto de la técnica WAG y FAWAG sobre la producción de aceite y gas, BFO.....	54
Figura 17. Ubicación del campo Vacuum.	60
Figura 18. Piloto de espumas EVGSAU.	62
Figura 19. Respuesta de producción en el pozo problema 3332-032.....	65
Figura 20. Ubicación del campo Cupiagua.	81

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades petrofísicas y de los fluidos de las zonas objetivo.....	37
Tabla 2. Propiedades petrofísicas y de los fluidos de la zona objetivo.	41
Tabla 3. Propiedades del campo Midway Sunset, piloto Dome-Tumbador.....	45
Tabla 4. Propiedades del campo North Ward Estes.	55
Tabla 5. Propiedades promedio del yacimiento EVGSAU.	61
Tabla 6. Rangos de aplicación de la inyección de espumas.....	70
Tabla 7. Criterios de <i>screening</i> para el control de GOR.	72
Tabla 8. Criterios de <i>screening</i> para el bloqueo y desvío de fluidos.	73
Tabla 9. Criterios de <i>screening</i> para el mejoramiento del control de movilidad en procesos de inyección de CO ₂ , N ₂ , gas hidrocarburo y aire.	74
Tabla 10. Criterios de <i>screening</i> para el control de movilidad en procesos de inyección de vapor.	76
Tabla 11. Parámetros de diseño de la inyección de espumas.....	80
Tabla 12. Aplicación del <i>screening</i> al campo Cupiagua.....	82
Tabla 13. Aplicación del <i>screening</i> de espumas para el control de movilidad a partir en procesos de inyección de vapor en el campo Teca.	84

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE ESPUMAS COMO MÉTODO PARA INCREMENTAR EL FACTOR DE RECOBRO EN CAMPOS PETROLEROS.*

AUTORES: YURLEY MARCELA SANDOVAL MENESES**

LEANDRO ALFREDO FRANCO APARICIO**

PALABRAS CLAVE: Inyección de espumas, recuperación de aceite, eficiencia de barrido areal, eficiencia de barrido vertical y criterios de screening.

DESCRIPCIÓN:

La recuperación de aceite en yacimientos donde se evidencia irrupción temprana de gas, ya sea por canalización, overriding o conificación puede ser mejorada mediante la inyección de espumas. De acuerdo a las propiedades que exhiben las espumas, éstas pueden ser aplicadas como agentes de control de movilidad o agentes de bloqueo. En la primera aplicación, la viscosidad y la permeabilidad relativa al gas es aumentada y disminuida respectivamente, lo que da como resultado un mejoramiento en la relación de movilidades y un aumento en la eficiencia de barrido volumétrica. En la segunda aplicación, la espuma actúa como un sello impidiendo el flujo en zonas de alta permeabilidad o zonas fracturadas por donde el gas fácilmente se canaliza o se conifica.

El estudio y aplicación de la tecnología de espumas en el mundo y en Colombia aún es limitado; pocas experiencias de campo han sido reportadas en la literatura hasta hoy. Los proyectos más exitosos se han registrado en Estados Unidos (campos North Ward Estes y East Vacuum Grayburg) y en el Mar del Norte (Snorre). En las dos primeras aplicaciones fue posible un bloqueo efectivo al flujo de gas, lo que se tradujo en reducciones importantes en el GOR y aumentos significativos en la producción de aceite, mientras que en Snorre se logró solucionar un problema serio de overriding, aumentar la eficiencia de barrido del gas y la producción de aceite.

Este trabajo presenta una importante revisión bibliográfica a partir de la cual fue posible caracterizar el proceso de inyección de espumas e identificar los aspectos, propiedades y parámetros más relevantes de esta tecnología. Adicionalmente, la revisión de experiencias de campo permitió el planteamiento de los criterios de screening del proceso. Finalmente, se presentan los resultados, conclusiones y recomendaciones obtenidas de la aplicación de estos criterios a dos campos colombianos.

* Proyecto de grado

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Codirector Ing Gustavo Adolfo Maya Toro.

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF THE FOAM TECHNOLOGY IMPLEMENTATION AS A METHOD TO INCREASE THE RECOVERY FACTOR IN PETROLEUM FIELDS.*

AUTHORS: YURLEY MARCELA SANDOVAL MENESES**

LEANDRO ALFREDO FRANCO APARICIO**

KEYWORDS: Foam injection, oil recovery, areal sweep efficiency, vertical sweep efficiency and screening.

DESCRIPTION:

In oil reservoirs where early gas breakthrough at the producing wells is evident, channeling, overriding or coning can be enhanced with foam injection. According to the foam characteristics and properties, they can be applied as mobility control agents or blocking agents. In the first application, viscosity and relative permeability of the injection fluid are increased and decreased, respectively, resulting in an improvement in terms of mobility and an increase in the areal and vertical sweep efficiency. In the second application, the foam acts as a seal or plug blocking the flow in areas of high permeability or fractured zones where the gas is easily channeled or coned.

The study and application of foam technology in the world and in Colombia is still limited; few field experiences have been reported in the literature to date. The most successful projects have been registered in the USA (North Ward Estes field in Texas, East Grayburg Vacuum-San Andres Unit in New Mexico) and in the North Sea (Snorre). In the first two applications it was possible an effective gas flow blockage, which resulted in significant GOR reductions and significant increases in oil production. On the other hand, Snorre could solve a serious overriding problem, increase gas injection sweep efficiency and oil production.

This thesis presents an important literature review in which it was possible to characterize the foam injection process and identify aspects, properties and relevant parameters of this technology. Additionally, the field experiences review allowed proposing a screening of the process. Finally, this document presents the findings, conclusions and recommendations resulting from the application of these criteria to two areas in Colombia.

* Project of degree

** Industrial University of Santander. Empower of Physical Engineering-chemical. School of Engineering of Oils. Director M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Codirector Ing Gustavo Adolfo Maya Toro.

INTRODUCCIÓN

La eficiencia de un proyecto de inyección de gas puede verse seriamente afectada por la presencia de canales de alta permeabilidad (zonas ladronas), zonas fracturadas y por una diferencia significativa en la viscosidad del fluido de inyección y del aceite original del yacimiento, lo que ocasiona una relación de movilidad desfavorable y la irrupción temprana del gas de inyección en los pozos productores. La aplicación de la inyección de espumas se plantea como un método de recobro mejorado que actúa ya sea, como un agente de control de movilidad, aumentando la viscosidad y disminuyendo la permeabilidad relativa del fluido de inyección y/o como un agente de bloqueo, sellando zonas de alta conductividad por donde el gas fácilmente se canaliza. Lo anterior, mejora la eficiencia de barrido areal y vertical del gas y aumenta la producción de aceite.

En pozos de producción, las espumas contribuyen a la disminución del GOR ocasionado por la conificación y la canalización del gas, sin afectar negativamente la producción de aceite.

La eficiencia de un proceso de bloqueo se mide en términos de la resistencia efectiva al flujo de gas obtenida por la espuma en las zonas de alta permeabilidad, en el aumento de la recuperación de aceite y en el daño que las espumas puedan causar a las capas de baja permeabilidad saturadas con hidrocarburos líquidos. Por ello, estas zonas son a menudo aisladas mecánicamente mientras el tratamiento es llevado a cabo, excepto cuando el flujo cruzado entre capas es significativo. A diferencia de otras tecnologías y debido a la naturaleza de las espumas, éstas no generan un daño irreversible sobre la zona afectada, ya que

usualmente poseen tiempos de vida media cortos (no superiores a un año en aplicaciones como agentes bloqueantes en yacimientos de petróleo). Por otro lado, la eficiencia de un proceso de control de movilidad es medida en términos de la disminución en el tiempo de irrupción del gas de inyección y en la recuperación de aceite adicional.

El estudio y comprensión de la tecnología de espumas en el mundo y en Colombia aún es limitado, debido a su complejidad. Por tal razón, este trabajo se enfocó en la revisión y recopilación de información con el objetivo de llevar a cabo una caracterización del proceso de inyección de espumas, identificando los aspectos, propiedades y parámetros más importantes de esta tecnología y desarrollar unos criterios conceptuales de screening, los cuales fueran de gran utilidad en la selección de campos candidatos a una aplicación de este tipo.

1. FUNDAMENTOS DE LA INYECCIÓN DE ESPUMAS

La inyección de agua y gas son métodos comúnmente empleados en la recuperación secundaria de aceite. Estos procesos consisten en la inyección de fluidos al yacimiento con el fin de desplazar aceite hacia los pozos productores y obtener recobros adicionales. A pesar de los buenos resultados que estas técnicas han mostrado a nivel mundial, su eficiencia a menudo es afectada por factores como la heterogeneidad de las formaciones y la alta movilidad de los fluidos de inyección con respecto al aceite original del yacimiento, lo que ocasiona relaciones de movilidad desfavorables y eficiencias de barrido pobres. Como alternativa a los problemas descritos, la inyección de espumas surge como un método remedial que busca mejorar la eficiencia de barrido areal y vertical, a través de la disminución de la movilidad de los fluidos de inyección o el bloqueo de zonas.

Cuando se presentan problemas de segregación gravitacional, las espumas actúan como un agente de control de movilidad, aumentando la resistencia al flujo y generando un frente de desplazamiento más estable. En yacimientos estratificados con altos contrastes de permeabilidad y en yacimientos fracturados, las espumas generan un bloqueo de los canales preferenciales de flujo, mejorando con esto los perfiles de inyección y producción.

La tecnología de espumas ha sido aplicada en yacimientos sometidos a inyección de agua y gas; y en pozos con problemas de conificación. Sin embargo, las experiencias de campo en el mejoramiento del conformance de la inyección de agua y en la disminución de la conificación de este fluido son pocas. Algunos pilotos para bloqueo de zonas han sido efectuados en los campos

Arlanskoye, Mancharovkoye y Syzranskoye¹, en donde la inyección de espumas mostró una clara pero no efectiva modificación de los perfiles de producción e inyección de agua. Lo anterior debido a la baja resistencia al flujo de agua que ofrecen las espumas, lo que ocasiona su ruptura temprana. Por ello, usualmente en este tipo de aplicaciones se emplean geles.

Las espumas también aparecen como un método alternativo para la inyección de polímeros en el control de movilidad del agua de inyección. La presencia de gas formando la espuma, disminuye la permeabilidad relativa al agua y mejora el barrido de aceite². A diferencia de los polímeros, las espumas exhiben mayor resistencia a la degradación química, mecánica y biológica y no generan un taponamiento permanente del medio poroso como es el caso de los polímeros de alto peso molecular. Lo anterior posiciona a la inyección de espumas como un agente de control de movilidad eficiente en procesos de inyección de agua. A pesar de esto, pocas aplicaciones de campo han sido reportadas hasta el momento en la literatura. Es importante resaltar además que este tipo de aplicación aún se encuentra bajo estudio.

De acuerdo con lo anterior, el objetivo principal de este capítulo es estudiar los fundamentos y las generalidades de la inyección de espumas como método de recobro mejorado en yacimientos sometidos a inyección de gas y en yacimientos con problemas de conificación del mismo fluido, al igual que el comportamiento de las espumas en el medio poroso, sus propiedades, funciones, tipos y métodos de generación e inyección.

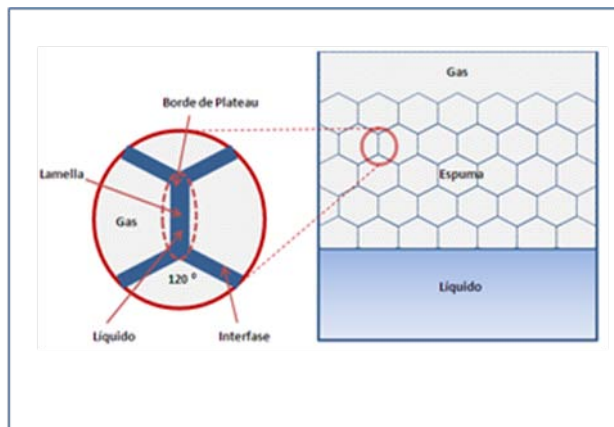
¹ ZHDANOV, Stanislav., AIYAN, A.V., SURGUCHEV, Leonid y CASTANIER, Louis. Application of Foam for Gas and Water Shut off: Review of Field Experience. SPE 39914, 1996.

² SRIVASTAVA, Mayank., ZHANG, Jieyuan., NGUYEN, Q y POPE, Gary. A Systematic Study of Alkaline-Surfactant-Gas Injection as an EOR Technique. SPE 124752, 2009.

1.1 GENERALIDADES DE LAS ESPUMAS

Una espuma es definida como una dispersión metaestable³ de un volumen relativamente grande de gas (usualmente entre el 60% y 97% del volumen total de espuma) en una fase continua de líquido. En otras palabras, es una aglomeración de burbujas de gas rodeadas por delgadas películas de líquido⁴. Las espumas utilizadas en el mejoramiento del conformance de los yacimientos son dispersiones de burbujas muy pequeñas de gas (generalmente CO₂, N₂, vapor o gas hidrocarburo) con diámetros que oscilan entre los 50 µm y los 1000 µm en una fase acuosa. La figura 1 muestra la estructura de una espuma. Los puntos de unión mostrados en esta figura están compuestos por tres películas que forman ángulos de ciento veinte grados. El punto de unión y la lámina de líquido que rodea las burbujas de gas son conocidas como Borde de Plateau y Lamella respectivamente.

Figura 1. Estructura de la espuma.



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

³ La **metaestabilidad** es la propiedad que un sistema con varios estados de equilibrio tiene de exhibir durante un considerable espacio de tiempo un estado de equilibrio débilmente estable.

⁴ HOLSTEIN, Edward y LAKE, Larry. Petroleum Engineering Handbook. Volume V.

Las espumas son formadas cuando se presenta un contacto entre el gas y el líquido en presencia de agitación. La mayoría de las espumas tienden a romperse rápidamente, debido a la separación de sus componentes. 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. Como se observa en la figura 2, el surfactante se ubica en la interface 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 (ver figura 2).

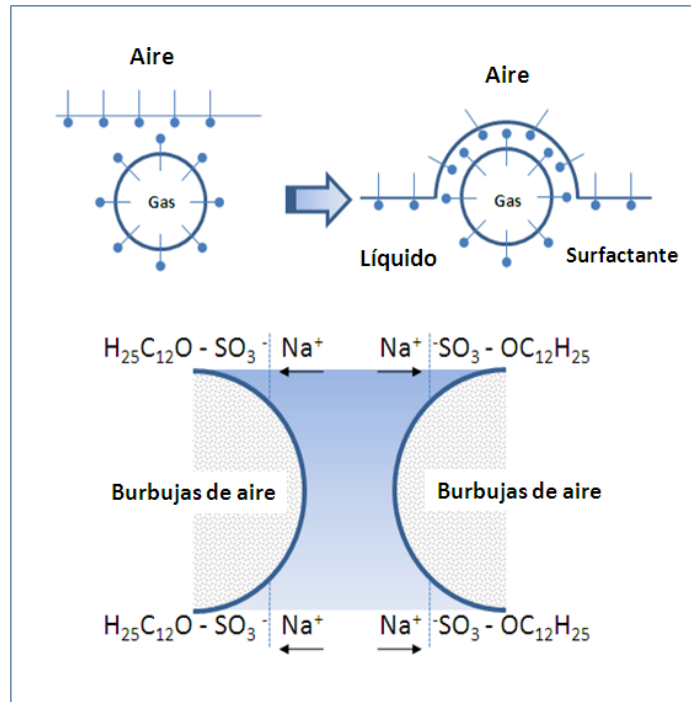
La comprensión de la química básica de un surfactante es esencial en su adecuada selección para una aplicación de campo específica y en el éxito de un proceso de inyección de espumas. Por ello, a continuación se presenta una breve discusión acerca de la definición y los tipos de surfactantes.

1.1.1 Tipos de surfactante

Como se mencionó anteriormente, los surfactantes confieren estabilidad a las espumas, por lo que son considerados el tercer ingrediente necesario para su formación. Los surfactantes o tensoactivos, son especies químicas con una naturaleza o estructura polar-no polar, los cuales se ubican en la interfase de dos fluidos para formar una capa monomolecular adsorbida. La ubicación de los surfactantes entre las fases hidrofílicas e hidrofóbicas impide el tráfico de moléculas desde la superficie al interior del líquido, las cuales van en busca de un

estado de menor energía, lo que disminuye así, el fenómeno de tensión superficial.

Figura 2. Esquema de la formación e espumas en presencia de sustancias tensoactivas.



La figura 3 muestra la ubicación de una molécula de surfactante en la interfase agua/aceite. La ubicación del surfactante en la interfase gas/agua y la disminución de la tensión superficial es el mecanismo principal por el cual los tensoactivos estabilizan las espumas.

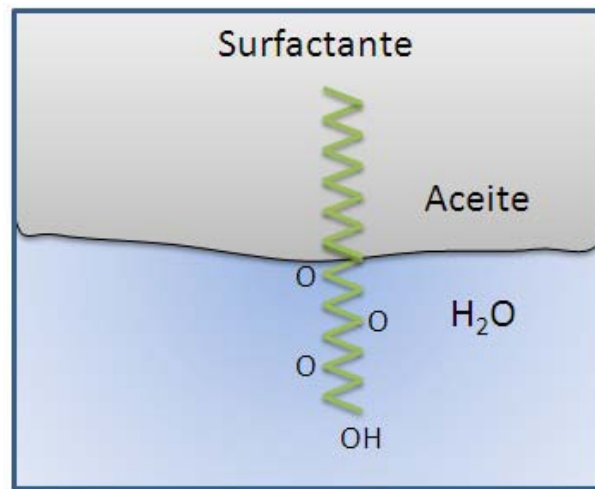
Los surfactantes o tensoactivos se dividen de acuerdo a la química de la molécula polar en cuatro grupos:

Surfactantes aniónicos. Los surfactantes aniónicos se disocian en un anión anfífilo⁵ y en un catión, el cual es en general un metal alcalino (usualmente sodio)

⁵ Hace referencia al monómero completo de un surfactante el cual posee una naturaleza dual (fracción polar y fracción no-polar).

o un amonio cuaternario. El grupo polar de un surfactante aniónico está conformado en la mayoría de los casos por una sal y en algunas ocasiones por un ácido. Estos surfactantes son comúnmente empleados en la formación de espumas para aplicaciones a yacimientos de petróleo, debido a su alta estabilidad química, alta resistencia a la retención, disponibilidad comercial y bajo precio. Algunos de estos surfactantes son los sulfonatos, sulfatos, carboxílicos y fosfatos.

Figura 3. Esquema de un surfactante en la interface de un sistema agua/aceite.



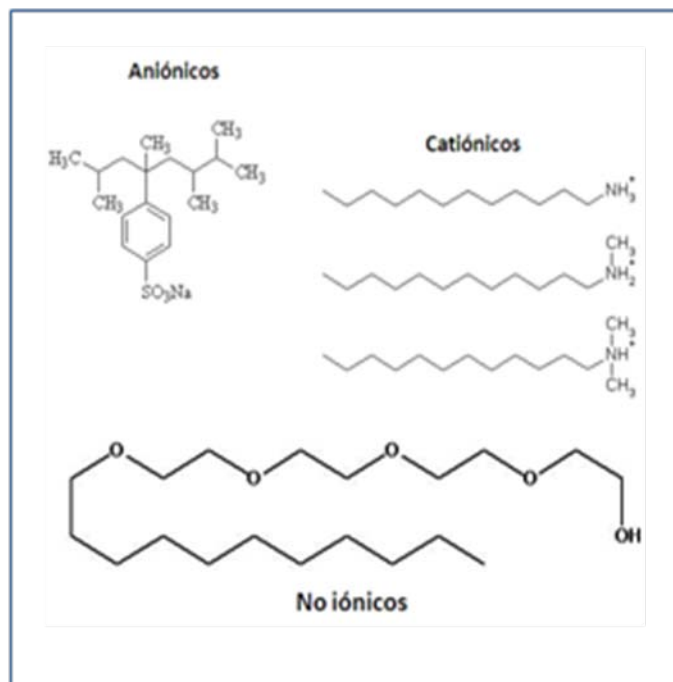
Fuente: adaptado de HOLSTEIN, Edward y LAKE, Larry. Petroleum Engineering Handbook. Volume V.

Surfactantes catiónicos. Los surfactantes catiónicos se disocian en solución acuosa en un catión orgánico anfífilo y en un anión generalmente del tipo halogenuro. Al igual que los surfactantes aniónicos, el grupo polar de un surfactante catiónico es una sal. La gran mayoría de estos surfactantes son compuestos nitrogenados del tipo sal de amina grasa o de amonio cuaternario. Los surfactantes catiónicos son usados con poca frecuencia en las aplicaciones a yacimientos de petróleo, debido a que son fácilmente adsorbidos por las arcillas y las arenas y a su alto valor comercial.

Surfactantes no-iónicos. A diferencia de los surfactantes aniónicos y catiónicos, el grupo polar de un surfactante no-iónico no es una sal. Este grupo está constituido en la mayoría de casos por alcoholes, éteres o polímeros. Los surfactantes no-iónicos son menos sensibles a las altas salinidades y su valor comercial es relativamente bajo.

Surfactantes anfotéricos. Estos surfactantes exhiben propiedades de dos o más clases de tensoactivos. Pueden tener comportamiento aniónico o catiónico. Actúan dependiendo del pH del medio en que se encuentren, por ejemplo, en medio básico se comportan como aniónicos y en medio ácido como catiónicos. Este tipo de surfactante se usa sólo en casos particulares debido a su alto costo. Los ácidos aminocarboxílicos son ejemplos de surfactantes anfotéricos. La figura 4 muestra los diferentes tipos de surfactantes.

Figura 4. Ejemplos de tipos de surfactante.



En aplicaciones de espumas a yacimientos de petróleo, los surfactantes deben ser capaces de generar espumas químicamente estables al contacto con salmueras, aceite y minerales. Para lograr esto, es necesario agregar aditivos a la fase acuosa que aumenten la estabilidad y la viscosidad aparente de la espuma. Por otro lado, el uso de surfactantes de bajo peso molecular es recomendable en la formación de espumas acuosas con el fin de asegurar su solubilidad en agua⁶.

Es importante mencionar que la escogencia de un surfactante estable a altas temperaturas juega un papel importante en aplicaciones de espumas a yacimientos sometidos a inyección de vapor o a yacimientos con temperaturas elevadas. Históricamente, los sulfonatos han sido utilizados en aplicaciones de espumas a yacimientos con altas temperaturas (>170°F) y los sulfatos en aplicaciones a bajas temperaturas (<120°F). La adición de co-surfactantes también incrementa la tolerancia de las espumas a las altas temperaturas.

Los sulfonatos de alfa-olefinas son considerados los surfactantes más ampliamente empleados en las aplicaciones de espumas a yacimientos de petróleo, debido a su tolerancia a la salinidad, estabilidad a altas temperaturas, alta disponibilidad y bajo valor comercial.

La mezcla de varios surfactantes ha sido recomendada por algunos autores para mejorar la estabilidad de las espumas⁷. La tolerancia de las espumas al aceite puede mejorarse utilizando surfactantes fluorados en conjunto con otros surfactantes, sin embargo, éstos han sido utilizados en muy pocas ocasiones, debido a su alto costo⁸.

⁶ LAKE, Larry. Enhanced Oil Recovery.

⁷ ZHU, T., STRYCKER, A., RAIBLE, C.J y VINEYARD, K. Foams for Mobility Control and Improved Sweep Efficiency in Gas Flooding. SPE 39680, 1998.

⁸ MANNHARDT, Karin., NOVOSAD, J.J y SCHRAMM, L.L. Comparative Evaluation of Foam Stability to Oil. SPE 60686, 2000.

1.1.2 Ventajas de la inyección de espumas

La inyección de espumas para el mejoramiento del conformance de los yacimientos de petróleo ofrece las siguientes ventajas:

- Reducción efectiva de la movilidad del gas y del vapor en procesos de *gas flooding* y *steam flooding* respectivamente (agente de control de movilidad) ⁹.
- Disminución de la permeabilidad relativa al agua en procesos de *waterflooding* por el incremento en la saturación de gas¹⁰.
- Reducción en la producción de agua y gas por conificación (agente de bloqueo). Experiencias de campo han mostrado que las espumas son más efectivas en el control de *GOR* que de *WOR*¹¹.
- Reducción temporal del flujo de gas a través de estratos de alta permeabilidad y zonas fracturadas (agente de bloqueo) ¹².
- A diferencia de los polímeros y los geles, las espumas son más resistentes a la degradación biológica, mecánica y química¹³.
- A diferencia de la inyección de polímeros y geles, la inyección de espumas es considerado un proceso relativamente económico.

⁹ HOLSTEIN, Edward y LAKE, Larry. Petroleum Engineering Handbook. Volume V.

¹⁰ SRIVASTAVA, Mayank., ZHANG, Jieyuan., NGUYEN, Q y POPE, Gary. A Systematic Study of Alkaline-Surfactant-Gas Injection as an EOR Technique. SPE 124752, 2009.

¹¹ ZHDANOV, Stanislav., AIYAN, A.V., SURGUCHEV, Leonid y CASTANIER, Louis. Application of Foam for Gas and Water Shut off: Review of Field Experience. SPE 39914, 1996.

¹² HOLSTEIN, Edward y LAKE, Larry. Petroleum Engineering Handbook. Volume V.

¹³ SRIVASTAVA, Mayank., ZHANG, Jieyuan., NGUYEN, Q y POPE, Gary. A Systematic Study of Alkaline-Surfactant-Gas Injection as an EOR Technique. SPE 124752, 2009.

- Las espumas no generan un daño permanente al medio poroso, debido a que poseen tiempos de vida media relativamente cortos (no superiores a 6 meses en la mayoría de experiencias de campo reportadas en la literatura)¹⁴.
- Es posible alcanzar inyectividades altas, debido a que las espumas se comportan como fluidos shear-thinning¹⁵. Este comportamiento asegura también un control de movilidad más eficiente en las zonas lejanas a los pozos donde las tasas de corte son bajas (aumento de la viscosidad de la espuma). En medios porosos con altas permeabilidades, las espumas alcanzan factores de reducción de movilidad altos, asociados también a las bajas tasas de corte. Debido a esto, la resistencia al flujo ejercida por una espuma es mayor en este tipo de medios, lo que mejora el bloqueo de zonas ladronas.
- Fácil posicionamiento de la espuma en el medio poroso debido a su baja densidad¹⁶.

1.1.3 Desventajas de la inyección de espumas

Las desventajas de la inyección de espumas son presentadas a continuación:

- Es una tecnología muy compleja a nivel químico y operacional¹⁷.
- Las espumas convencionales tienden a desestabilizarse y a romperse en presencia de aceite¹⁸.

¹⁴ SRIVASTAVA, Mayank., ZHANG, Jieyuan., NGUYEN, Q y POPE, Gary. A Systematic Study of Alkaline-Surfactant-Gas Injection as an EOR Technique. SPE 124752, 2009.

¹⁵ Las espumas experimentan una disminución en la viscosidad con el aumento de los esfuerzos de corte. Este fenómeno es llamado shear-thinning.

¹⁶ HOLSTEIN, Edward y LAKE, Larry. Petroleum Engineering Handbook. Volume V.

¹⁷ HOLSTEIN, Edward y LAKE, Larry. Petroleum Engineering Handbook. Volume V.

¹⁸ SHENG, J. J., MAINI, B. B., HAYES, R. E y TORTIKE, W. S. Experimental Study of Foamy Oil Stability. PETSOC 97-04-02, 2004.

- La retención/absorción y la degradación del surfactante en el medio poroso afecta la estabilidad de las espumas¹⁹.
- La propagación profunda de las espumas en procesos de control de movilidad y en bloqueo de zonas y fracturas puede verse afectada por los bajos gradientes de presión presentes en estas zonas²⁰.

1.2 CARACTERIZACIÓN DE LAS ESPUMAS

Las espumas son caracterizadas de acuerdo a las siguientes propiedades:

1.2.1 Calidad

Esta propiedad mide la cantidad de gas presente en el volumen total de espuma a una presión y temperatura determinada (ver ecuación 1). Las espumas con calidades superiores al 80% se denominan espumas secas y las espumas con calidades inferiores a este valor se denominan espumas húmedas.

Pruebas de laboratorio han demostrado que la estabilidad y la resistencia de una espuma aumentan con el incremento en la calidad, por lo que una espuma seca presentará una menor movilidad en el medio poroso y como tal una mayor reducción al flujo de gas que una espuma húmeda (conveniente en tratamientos de bloqueo y desvío de fluidos). Por lo anterior, es importante resaltar que una espuma efectiva para bloqueo de zonas debe ser más estable que una espuma empleada para control de movilidad. Debido a esto, se recomiendan espumas con

¹⁹ LAKE, Larry. Enhanced Oil Recovery.

²⁰ TURTA, Alex y SINGHAL, Ashok. Field Foam Application in Enhanced Oil Recovery Projects: Screening and Design Aspects. SPE 48895, 1998.

calidades intermedias a bajas en procesos de control de movilidad con el fin de asegurar estabilidad y flujo de la espuma en el medio poroso.

Las espumas empleadas en el mejoramiento del conformance de un yacimiento tienen calidades entre 75% y 90% (rango de estabilidad medio-alto)²¹.

$$calidad = \frac{Volumen\ de\ gas}{Volumen\ total\ espuma} \quad (1)$$

1.2.2 Textura

La textura de una espuma es una medida del tamaño promedio de las burbujas de gas. Las espumas empleadas en el mejoramiento del conformance de un yacimiento poseen diámetros de burbuja en el rango de 50 y 1000 μm . En general entre menor sea el tamaño de las burbujas de gas más estable será la espuma y exhibirá una mayor resistencia al flujo de gas en el medio poroso²².

La textura determina el flujo de la espuma en el medio poroso. Si el tamaño de las burbujas es mucho menor que el diámetro del poro, la espuma fluirá como burbujas dispersas a través de los canales; si por el contrario, la textura es mayor que el diámetro del poro, la espuma fluirá como una progresión de películas o láminas que separan burbujas individuales de gas. Si se tiene en cuenta los valores típicos de textura y de tamaños de poro, la última condición es la que más se presenta, particularmente en espumas de alta calidad.

²¹ HOLSTEIN, Edward y LAKE, Larry. Petroleum Engineering Handbook. Volume V.

²² HOLSTEIN, Edward y LAKE, Larry. Petroleum Engineering Handbook. Volume V.

1.2.3 Distribución del tamaño de burbuja

Es una propiedad empleada comúnmente para evaluar la estabilidad de una espuma. Una distribución amplia en el tamaño de burbuja aumentará la inestabilidad de la espuma. Por esta razón, se recomiendan burbujas de gas de tamaños uniformes. Entre más homogénea sea la distribución en el tamaño de burbuja, la espuma exhibirá una mayor resistencia al flujo de gas en el medio poroso.

1.2.4 Estabilidad o durabilidad

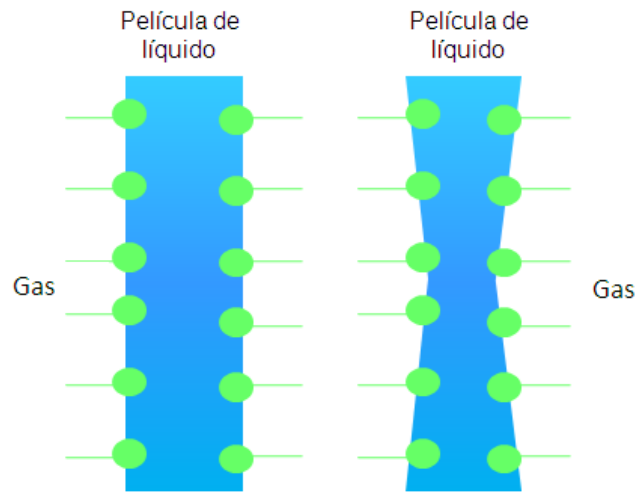
La estabilidad de una espuma es definida como el tiempo requerido para que el 80% del líquido presente en la espuma sea drenado. Esta propiedad depende de las propiedades químicas y físicas de la fase líquida y del tipo de surfactante. La ruptura de una espuma es el resultado del adelgazamiento significativo en las láminas de líquido y de la coalescencia²³ de las burbujas de gas (ver figura 5). Las espumas convencionales son susceptibles a ambientes con altas temperaturas, altas salinidades y altas saturaciones de aceite.

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

- La viscosidad de la fase líquida.
- La plasticidad y elasticidad de la película líquida
- Los puentes de hidrógeno que el agua forma con diferentes sustancias y que ligan todas las moléculas de líquido entre ellas.
- La repulsión eléctrica de las superficies cargadas por los grupos ionizados del surfactante impide el adelgazamiento de la película de líquido.

²³ La coalescencia es la capacidad que poseen ciertas sustancias o cosas para unirse o fundirse con otras en una sola.

Figura 5. Esquema de la estabilidad de una espuma.



Fuente: adaptado de LAKE, Larry. Enhanced Oil Recovery.

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 e incrementan los factores de reducción de movilidad del gas²⁴.

1.2.4.1 Colapso inducido de una espuma

El colapso inducido de una espuma convencional puede ocurrir por los siguientes factores:

²⁴ TURTA, Alex y SINGHAL, Ashok. Field Foam Application in Enhanced Oil Recovery Projects: Screening and Design Aspects. SPE 48895, 1998.

- 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 °F²⁵.
- Altas salinidades: 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.
- Contacto con aceite
- Altas tasas de producción

1.2.5 Densidad

La densidad de las espumas juega un papel importante en su ubicación en el yacimiento, tanto en procesos de control de movilidad como en procesos de bloqueo de zonas. Espumas con densidades bajas facilitarán su ubicación y posicionamiento en el medio poroso. A diferencia de otras tecnologías, la baja densidad que ofrecen las espumas permite que éstas sean más fácilmente ubicadas en los intervalos superiores del yacimiento donde la producción de gas (por conificación u *overriding*) y la canalización del gas de inyección son más probables. El bloqueo de estos intervalos durante la inyección de gas ayuda a que el fluido de inyección se desvíe y barra zonas con saturaciones altas de aceite. La ubicación de espumas de baja densidad para control de movilidad también se ve

²⁵ ZHDANOV, A.S y AMIYAN, A.V. Application of Foam for Gas and Water Shut-off: Review of Field Experience. SPE 36914.

mejorada durante los procesos de inyección de gas, reduciendo más efectivamente de esta manera los problemas de *overriding*.

1.2.6 Movilidad

La movilidad de una espuma en el medio poroso puede ser expresada de manera análoga a la movilidad de los fluidos newtonianos continuos²⁶:

$$\lambda_f = \frac{K \times k_{rf}}{\mu_f} \quad (2)$$

Donde λ_f es la movilidad de la espuma, K es la permeabilidad absoluta, K_{rf} es la permeabilidad relativa a la espuma y μ_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).

1.2.7 Viscosidad efectiva

La viscosidad efectiva de una espuma puede expresarse de la siguiente manera²⁷:

$$\mu_f = \mu_g + \frac{\alpha \times \eta_f}{v_f^c} \quad (3)$$

Donde μ_g es la viscosidad de la fase continua de gas, α es una constante de proporcionalidad que varía con la permeabilidad y el tipo de surfactante, η_f es la textura, v_f es la velocidad intersticial y c es un exponente que expresa el

²⁶ KOVSCEK, A.R y BERTIN, H.E. Estimation of Foam Mobility in Heterogeneous Porous Media. SPE 75181, 2002.

²⁷ KOVSCEK, A.R y BERTIN, H.E. Estimation of Foam Mobility in Heterogeneous Porous Media. SPE 75181, 2002.

comportamiento shear-thinning de la espuma. La ecuación 3 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.

1.3 FACTORES QUE AFECTAN LAS PROPIEDADES DE LAS ESPUMAS

1.3.1 Efecto de la permeabilidad y las tasas de flujo

Pruebas de laboratorio realizadas en corazones con permeabilidades bajas mostraron una fuerte relación entre la permeabilidad y la viscosidad aparente de la espuma. Los resultados de las pruebas evidenciaron una disminución en la viscosidad efectiva con la reducción en la permeabilidad del medio. Esto debido al comportamiento shear-thinning de la espuma²⁸.

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.

²⁸ ZHU, T., STRYCKER, A., RAIBLE, C.J y VINEYARD, K. Foams for Mobility Control and Improved Sweep Efficiency in Gas Flooding. SPE 39680, 1998.

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 producción²⁹.

1.3.2 Efecto de la salinidad

Pruebas de laboratorio modificando la salinidad de una fase acuosa fueron llevadas a cabo, con el fin de medir la influencia de este factor en la estabilidad de la espuma. El incremento en la salinidad durante todas las pruebas dio como resultado una disminución dramática en la viscosidad aparente de la espuma, en su estabilidad y un aumento en la movilidad de la espuma. Este fenómeno hace que surfactantes estables a las altas salinidades de las aguas de formación sean formulados. Los surfactantes AOS (sulfonatos de alfa-olefinas) han mostrado tolerancia a las altas salinidades de las aguas de formación y a la adición de polímeros.

1.3.3 Efecto de los polímeros en la estabilidad y resistencia de las espumas al flujo

La adición de polímeros a la fase acuosa de una espuma incrementa su estabilidad y la resistencia al flujo. Las espumas mejoradas por polímeros son más estables y poseen una viscosidad aparente mayor (menor movilidad) que las espumas convencionales³⁰.

²⁹ CHOU, S.I y PISIO D.L. CO₂ Foam Field Trial at North Ward-Estes. SPE 24643, 1992.

³⁰ ZHU, T., STRYCKER, A., RAIBLE, C.J y VINEYARD, K. Foams for Mobility Control and Improved Sweep Efficiency in Gas Flooding. SPE 39680, 1998.

1.3.4 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 originales de yacimiento. En procesos de inyección de CO₂, el pH puede reducirse por la presencia de ácido carbónico.

Pruebas de laboratorio reduciendo el pH de una fase acuosa fueron llevadas a cabo. Los resultados mostraron un ligero aumento en la movilidad de la espuma (disminución suave de la estabilidad) de 7,2 d/cp a 7,7 d/cp cuando se redujo el pH desde un valor inicial de 7,13 a un valor de 4,06³¹.

1.3.5 Efecto de la saturación de aceite

El contacto de una espuma convencional con aceite tiende a disminuir su estabilidad y su viscosidad aparente. El grado de tolerancia de la espuma a la presencia de aceite depende de su naturaleza y del tipo de crudo. En general, las espumas son más fácilmente desestabilizadas cuando interactúan con aceites livianos³².

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

³¹ ZHU, T., STRYCKER, A., RAIBLE, C.J y VINEYARD, K. Foams for Mobility Control and Improved Sweep Efficiency in Gas Flooding. SPE 39680, 1998.

³² SHENG, J. J., MAINI, B. B., HAYES, R. E y TORTIKE, W. S. Experimental Study of Foamy Oil Stability. PETSOC 97-04-02, 2004.

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.

1.4 COMPORTAMIENTO DE LAS ESPUMAS EN EL MEDIO POROSO

La comprensión del comportamiento de las espumas en el medio poroso es un factor crítico en la eficiencia de un proceso de este tipo. Conocer como 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.

A diferencia de lo que usualmente se cree, las espumas no se propagan a través del medio poroso como estructuras continuas de películas de líquido interconectadas que contienen burbujas de gas. Por el contrario, éstas existen como burbujas de gas individuales que se encuentran en contacto directo con el fluido mojante de la roca. En la mayoría de los medios porosos, las espumas se propagan como un tren de burbujas donde cada burbuja de gas es separada de la siguiente por una película de líquido o lamella. La longitud de las burbujas de gas en la mayoría de los casos es del mismo tamaño o excede el tamaño del poro. 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 poros³³.

³³ NGUYEN, Q.P., ALEXANDROV, A. V., ZITHA, P. L y CURRIE, P. K. Experimental and Modeling Studies on Foam in Porous Media: A Review. SPE 58799, 2000.

1.4.1 Reducción de la movilidad

Se ha observado que la movilidad de una espuma es significativamente menor que la movilidad de la fase individual de gas y en algunos casos ligeramente más pequeña que la movilidad de la fase acuosa individual.

La reducción de la movilidad de una espuma resulta de la combinación de dos fenómenos: disminución de la permeabilidad relativa de las fases individuales e incremento o mejoramiento de la viscosidad de las fases. A nivel de yacimiento, la disminución de la movilidad es lograda por el aumento en la saturación residual de gas atrapado (gas inmóvil) en el medio poroso y por el incremento de la resistencia al flujo de la fase gaseosa, resultante del arrastre de las películas de líquido a través de gargantas de poro apretadas.

La textura juega un papel importante en la movilidad de una espuma. Entre más fino sea el tamaño de burbuja, mayor será la viscosidad de la espuma y menor su movilidad. Esta disminución ocurre debido al incremento en el número de películas de líquido o lamellas por unidad de volumen poroso.

1.4.2 Reología y flujo

La viscosidad aparente de una espuma durante su propagación a través del medio poroso exhibe con frecuencia un comportamiento shear-thinning. Debido a esto, las espumas a menudo son llamadas fluidos pseudo-plásticos. Las espumas empleadas en aplicaciones a yacimientos de petróleo exhiben *yield stress*. Esto indica que cuando los esfuerzos de corte son cero, la espuma permanece inmóvil

en el medio poroso y solo fluye cuando el esfuerzo o gradiente de presión umbral es alcanzado.

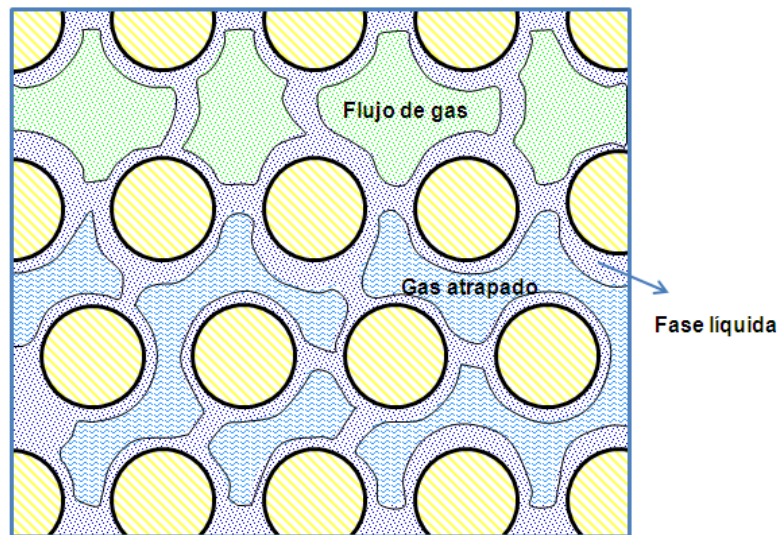
Como se mencionó anteriormente en este capítulo, la ubicación de una espuma en una zona específica puede reducir su permeabilidad y el flujo a través de ella. Sin embargo, la disminución en la permeabilidad es más significativa en medios porosos con altas permeabilidades (esfuerzos de corte bajos). Se ha observado, que la reducción al flujo de agua ofrecida por las espumas es mucho menor que la reducción al flujo de gas. La disminución significativa del flujo de gas es atribuida en cierto modo al incremento en la saturación de gas atrapado en el medio poroso. Se han reportado saturaciones de gas atrapado en el orden de 10% a 70% del VP³⁴. Estos valores están sujetos al tipo de surfactante y a la presencia de aceite en la zona a tratar. Es importante mencionar que el arrastre y la resistencia al flujo que ofrecen las lamellas a través de la estructura poral determina también la reducción de movilidad de la espuma, la disminución de la permeabilidad del medio y la reducción del flujo.

La figura 6 muestra un esquema de la saturación de gas atrapado y de un tren de burbujas de gas fluyendo durante la propagación de una espuma a través del medio poroso. Solo un porcentaje pequeño entre el 1% y el 15% de la saturación de gas presente en la espuma fluye. Por su parte, la saturación de gas estacionaria o atrapada en la espuma bloquea el flujo de gas en los poros pequeños e intermedios, lo que ocasiona la disminución de la permeabilidad relativa al gas.

³⁴ HOLSTEIN, Edward y LAKE, Larry. Petroleum Engineering Handbook. Volume V.

La viscosidad efectiva de la porción de espuma que se encuentra fluyendo en los poros más grandes es determinada por las interacciones entre las burbujas de gas y las películas de líquido. Esta viscosidad es en algunos casos más grande que la viscosidad efectiva de la fase acuosa, cuando ésta satura completamente el medio.

Figura 6. Esquema a nivel poroso de un tren de burbujas de gas fluyendo y de la saturación de gas atrapado durante la propagación de una espuma a través del medio poroso.



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

La propagación de una espuma en un medio poroso y permeable es un proceso complejo que envuelve un número grande de eventos a nivel microscópico y macroscópico. Las manifestaciones macroscópicas del flujo en el medio poroso son el resultado de la combinación de muchos eventos a escala de poro que envuelven la evolución de las burbujas de gas y las interacciones de las películas de líquido con las paredes de los poros durante el flujo multifásico. La comprensión completa de estas manifestaciones requiere de la comprensión de

los fenómenos que ocurren a nivel de poro durante la propagación de una espuma.

La formación de las lamellas durante el flujo de la espuma en el medio poroso ocurre por la combinación de tres mecanismos de generación: *snap-off*, división y *leave behind*³⁵. Se cree que el mecanismo de *snap-off* es el que domina durante el flujo de la espuma en el yacimiento. Las lamellas formadas a partir de los mecanismos de *snap-off* y división son perpendiculares a la dirección del flujo y paralelas a la dirección del flujo cuando son formadas por el mecanismo *leave-behind*.

La ruptura de las espumas durante su propagación por el yacimiento es ocasionada por succión capilar y difusión del gas. En algunos casos, la gravedad contribuye también a la desestabilización y destrucción de las espumas, cuando la diferencia de densidades entre las fases gaseosa y líquida es considerable. La coalescencia por succión capilar es el mecanismo principal por el cual las lamellas son destruidas y está fuertemente influenciada por el tipo de surfactante disuelto en la fase acuosa. Una espuma es denominada fuerte cuando las películas de líquido o lamellas tienen la capacidad de soportar la presión capilar impuesta por el medio. Es importante tener en cuenta que la presión capilar por encima de la cual la coalescencia y ruptura de una espuma es significativa y por debajo de la cual es mínima es denotada por P_c^* . Esta presión capilar denominada como presión capilar umbral o límite es función de la tasa de flujo de gas, de la permeabilidad absoluta del medio y del tipo de surfactante utilizado y se encuentra en el orden de 0,44 psi (3 kPa).

³⁵ NGUYEN, Q.P., ALEXANDROV, A. V., ZITHA, P. L y CURRIE, P. K. Experimental and Modeling Studies on Foam in Porous Media: A Review. SPE 58799, 2000.

Muchas de las espumas fluyen en los yacimientos en estado estable a un valor cercano o igual a P_c^* . Este tipo de flujo ocurre cuando las tasas de flujo fraccional de gas (calidades altas) son altas y cuando las tasas de flujo de gas y de líquido son fijas. Sin embargo, no todas las espumas fluyen por debajo o sobre el límite de presión capilar (P_c^*).

El comportamiento de una espuma de alta calidad propagándose a través de un yacimiento está gobernado por las presiones capilares y por la coalescencia, mientras que el comportamiento del flujo de espumas de calidad baja está dominado por la saturación de gas atrapado. En el medio poroso, una espuma puede presentar flujo en estado estable o flujo transiente. El primero de ellos se refiere al flujo que ocurre después de que la espuma ha sido formada y propagada a través del medio poroso. Durante este tipo de flujo, el perfil de saturación de líquido permanece casi uniforme a lo largo del medio por donde se propaga la espuma. Por su parte, el flujo transiente se refiere al flujo que ocurre conforme la espuma está siendo formada y propagada. El perfil de saturación de líquido en este tipo de flujo va incrementando progresivamente en la dirección del flujo.

La propagación de espumas a distancias profundas representa un desafío en procesos de control de movilidad. La presencia de aceite y los bajos gradientes de presión en las zonas lejanas a los pozos complican el transporte y la estabilidad de las espumas en el medio poroso. Sin embargo, la tolerancia al aceite puede mejorarse por la adición de surfactantes resistentes en la fase acuosa. Debido a la baja tensión superficial del CO_2 , las espumas de CO_2 son más fácilmente propagadas a gradientes de presión relativamente pequeños que las espumas formadas a partir de nitrógeno, vapor y gas hidrocarburo. Algunos trabajos llevados a cabo en laboratorio han mostrado que el gradiente de presión necesario para que una espuma de CO_2 fuerte se forme y fluya en un medio poroso

característico puede llegar a ser menor de un 1 psi/ft. A las mismas condiciones³⁶, el gradiente necesario para que una espuma fuerte de nitrógeno se forme y fluya puede llegar a ser mayor a 20 psi/ft. Finalmente, el flujo de una espuma a distancias profundas puede verse también afectado por la adsorción y retención del surfactante en el yacimiento.

1.5 TIPOS DE ESPUMAS

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 o segregación gravitacional (ver figura 7). 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:

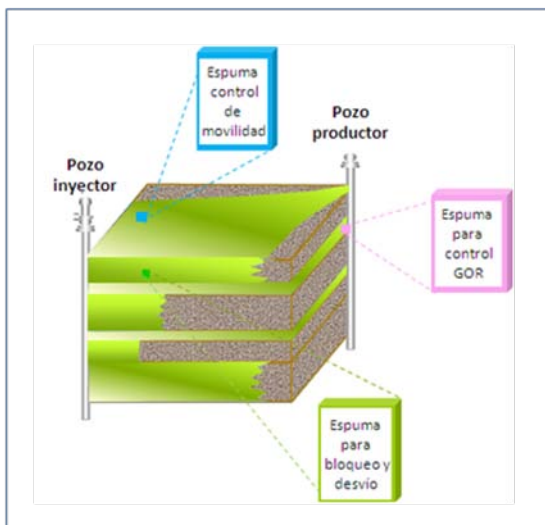
Espumas para control de movilidad (Foam flooding). Este tipo de espumas son utilizadas comúnmente en procesos de inyección de vapor, aire y CO₂ con el fin de reducir la segregación gravitacional de los fluidos de inyección y mejorar la eficiencia de barrido volumétrica. En pocas palabras, este tipo de aplicación mejora la relación de movilidad entre el fluido de inyección y los fluidos originales del yacimiento.

³⁶ HOLSTEIN, Edward y LAKE, Larry. Petroleum Engineering Handbook. Volume V.

Espumas para bloqueo y desvío 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.

Espumas para control de 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 miscible. Las espumas para control de GOR modifican los perfiles de producción.

Figura 7. Problemas comunes encontrados en el yacimiento durante un proceso de inyección de gas.



Fuente: adaptado de DELGADILLO, Claudia. Evaluación experimental para el diseño de procesos de inyección de geles polímeros. Grupo Recobro Mejorado-Universidad Industrial de Santander.

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 a la forma y a la ubicación de las burbujas de gas en esféricas y poliedrales (Ver figura 8). En la primera clasificación, las burbujas de gas tienen una forma esférica y se encuentran ubicadas en el interior del líquido, donde las presiones interna y externa son las mismas, encontrándose el sistema en equilibrio. Por su parte, en las espumas poliedrales las burbujas de gas tienen forma de celdas, las cuales están rodeadas por finas capas de líquido. Este tipo de espuma es el resultado del deslizamiento de una fase líquida a través de una espuma esférica. Las espumas poliedrales son consideradas las más estables, debido a que poseen valores de calidad altos.

1.6 TIPOS DE INYECCIÓN Y GENERACIÓN DE ESPUMAS

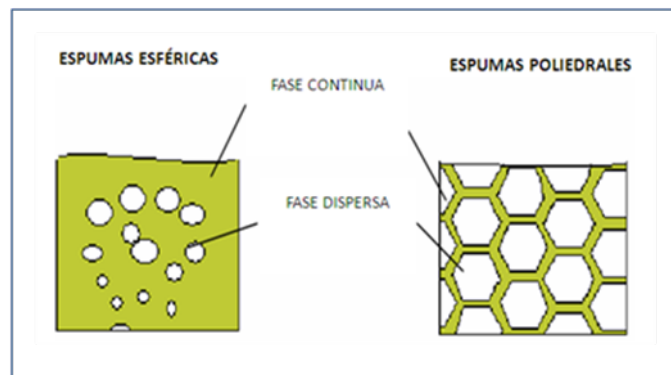
Existen tres mecanismos de formación e inyección de espumas, los cuales son explicados a continuación:

Espuma pre-formada. En este mecanismo, la espuma es generada antes de entrar en el medio poroso, ya sea en superficie utilizando un generador, durante su desplazamiento a través de la tubería de producción o justo antes de entrar en las perforaciones. Cuando la espuma es formada justo antes de entrar en las perforaciones, es necesario utilizar dos tuberías, una de ellas para inyectar gas y la otra para inyectar la fase acuosa³⁷.

³⁷ TURTA, Alex y SINGHAL, Ashok. Field Foam Application in Enhanced Oil Recovery Projects: Screening and Design Aspects. SPE 48895. 1998.

Las espumas pre-formadas son usadas principalmente en tratamientos a pozos productores, con el fin de bloquear temporalmente los caminos preferenciales del gas y disminuir con esto la relación gas-petróleo. Sin embargo, se han presentado casos de espumas pre-formadas en pozos inyectores en aplicaciones de bloqueo y de control de movilidad³⁸. Las espumas formadas bajo este mecanismo poseen altos factores de reducción de movilidad.

Figura 8. Clasificación de las espumas de acuerdo a la ubicación y forma de las burbujas de gas.



Co-inyección. El método de co-inyección puede ser intermitente (*on-and-off*) o continuo. En el primer mecanismo, se inyecta de manera continua gas y de manera intermitente surfactante, mientras que en el segundo el gas y el surfactante son inyectados continuamente. Para ello, deben utilizarse sartas duales. La espuma es formada en el medio poroso en la zona cercana a los pozos.

Inyección alternada de surfactante y gas (SAG por sus siglas en inglés). En este mecanismo la espuma es formada en el medio poroso a partir de la inyección alternada de baches de surfactante y gas. Inicialmente, el gas desplaza el

³⁸ ZHDANOV, S.A., AMIYAN, A.V., SURGUCHEV, L.M., CASTANIER, L.M y HANSSEN, J.E. Application of Foam for Gas and Water Shut-off: Review of Field Experience. SPE 36914, 1996.

surfactante por drenaje, sin embargo en un tiempo determinado y de acuerdo a las condiciones presentes en el medio poroso, las dos fases se mezclan formando la espuma.

El mecanismo SAG provee las mayores profundidades de penetración de la espuma en el medio poroso. Sin embargo, la espuma tipo SAG es la que ofrece los menores factores de reducción de movilidad en comparación a los otros dos mecanismos. Esta limitación podría desaparecer en yacimientos con altas presiones³⁹.

La aplicación del método SAG en formaciones con permeabilidades altas puede generar problemas de segregación gravitacional y dar como resultado una generación mínima de la espuma en el medio poroso. Para solucionar este inconveniente, se lleva a cabo una disminución en el tiempo de inyección de los baches de solución de surfactante y gas (*very fast SAG*).

Los mecanismos de co-inyección e inyección alternada de surfactante y gas (SAG) son usados principalmente en pozos inyectoros. Para que la espuma pueda ser formada in-situ, es necesario que exista un cierto grado de agitación (dado generalmente por las altas tasas de flujo), un adecuado suministro de surfactante y gas y que la espuma tenga un tiempo de vida media largo.

³⁹ TURTA, Alex y SINGHAL, Ashok. Field Foam Application in Enhanced Oil Recovery Projects: Screening and Design Aspects. SPE 48895. 1998.

2. EXPERIENCIAS DE CAMPO EN LA INYECCIÓN DE ESPUMAS

En el capítulo 1 se mencionó que de acuerdo al problema que mitigan y a la función que desempeñan en el yacimiento, las espumas se dividen en espumas para control de GOR, espumas para bloqueo y desvío de fluidos de inyección y espumas para control de movilidad. La función principal de las espumas para control de GOR es reducir la conificación del gas o los problemas de *gas cusping* a través del bloqueo temporal de zonas problema cercanas a los pozos productores, mientras que las espumas para bloqueo y desvío 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. Por último, las espumas para control de movilidad son empleadas en procesos de inyección de vapor, aire y CO₂ con el fin de mejorar la relación de movilidades entre el fluido de inyección y los fluidos originales de yacimiento, a fin de que se pueda obtener un mejoramiento en la eficiencia de barrido.

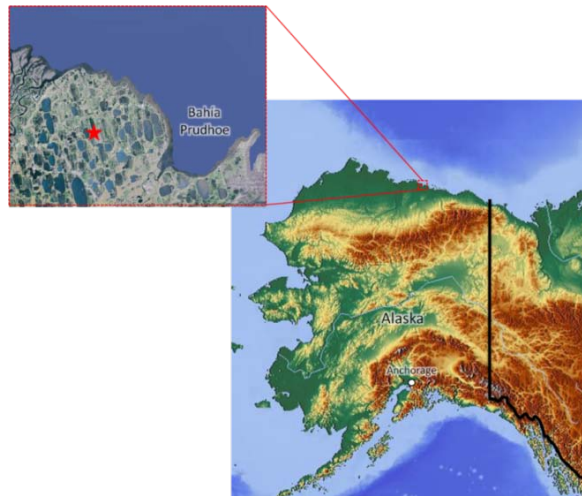
El objetivo de este capítulo es identificar y registrar a partir de la revisión de experiencias de campo, las propiedades petrofísicas, las condiciones operacionales y los parámetros de diseño que tienen mayor peso en un proceso de inyección de espumas, al igual que los resultados y las lecciones aprendidas de la aplicación del tratamiento. Las aplicaciones de campo serán reportadas en este capítulo de acuerdo a la clasificación de las espumas mencionada anteriormente. Es importante resaltar que no todos los casos de campo revisados serán mostrados en este capítulo, solo aquellos cuyo nivel de relevancia es alto, los demás serán publicados en el anexo.

2.1 EXPERIENCIAS DE CAMPO DE LA INYECCIÓN DE ESPUMAS EN EL CONTROL DE GOR

2.1.1 Campo Prudhoe Bay

Prudhoe Bay se encuentra ubicado en Alaska (ver figura 9). Es considerado el campo de aceite más grande de Estados Unidos y de Norte América con un área de 213543 acres y con unas reservas probadas de 25 billones de barriles de aceite. Su declinación comenzó en 1989, por lo que fue necesaria la implementación de la inyección de gas en el tope de la estructura (capa de gas del yacimiento). Desde entonces, la producción de aceite se ha visto seriamente afectada por la alta producción de gas.

Figura 9. Ubicación del campo Prudhoe Bay.



Los pozos productores con relaciones gas/aceite superiores al GOR marginal del campo (aproximadamente 8000 scf/STB) son cerrados por periodos de tiempo específicos y abiertos de nuevo a producción siempre y cuando se observó una reducción en el GOR debida el cierre⁴⁰. Sin embargo, no todos los pozos

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.

experimentan este comportamiento, por lo que tienen que ser cerrados definitivamente. Este sistema fue implementado con el fin de minimizar la producción de gas, maximizar la producción de aceite y reducir los costos por manejo de gas. Estimulaciones y estrategias remediales adicionales tales como, fracturamientos hidráulicos, acidificaciones y operaciones de control de agua y gas a partir de la inyección de geles y espumas fueron implementadas cada año en el campo desde el comienzo de su declinación para reducir la producción de gas, la producción de agua e incrementar la producción de aceite⁴¹.

2.1.1.1 Descripción de la aplicación de la tecnología de espumas

Como se mencionó anteriormente, una de las razones por las cuales la producción de aceite en el campo Prudhoe Bay es afectada, es debido a la alta producción de gas asociada a un problema de conificación. Hacia 1985, se bombeó un inhibidor de corrosión en uno de los pozos productores del campo, parte de este químico ingresó en la formación productora, ocasionando una reducción en el GOR. A partir de esta experiencia, surgió la idea de bombear una sustancia que obstruyera el flujo de gas a través de zonas problema. La inyección de espumas apareció como una alternativa viable para el bloqueo de gas en pozos productores. El primer piloto fue implementado en 1991 en 3 pozos productores.

- Selección del surfactante

Previamente en el capítulo 1 se mencionó la importancia de generar espumas fuertes y altamente estables cuando van a ser empleadas como agentes de bloqueo en pozos con producción excesiva de gas. Debido a esto, una etapa fundamental en el diseño de la prueba piloto en Prudhoe Bay consistió en escoger a partir de una serie de surfactantes aquel que generaría la espuma más

⁴¹ MARTINS, J.P., MC DONALD, J.M., STEWARD, C.G y PHILLIPS, C.J. The Management and Optimization of a Major Wellwork Program at Prudhoe Bay. SPE 30649, 1995.

resistente al flujo de gas. Para ello, inicialmente se llevó a cabo una revisión bibliográfica de la cual se identificaron 3 posibles estructuras de surfactante: sulfonatos de alfa-olefina, sulfonatos de etoxi-etil alcohol y sulfonatos de etoxi-glicerina alcohol⁴². Lo anterior teniendo en cuenta la mineralogía y la capacidad de adsorción de la roca yacimiento.

El surfactante escogido al final del proceso fue el CHASER GR 1080 desarrollado por la compañía CHEVRON Chemical. Este surfactante es una mezcla de sulfonatos de alfa-olefina química y térmicamente estables a las condiciones de salinidad y temperatura del campo. La selección se basó en la aplicación de este surfactante a un tratamiento con espumas llevado a cabo en el Campo Painter en Wyoming, en el cual el tensoactivo generó una espuma resistente y estable. La salinidad, la temperatura y la presión del campo Painter son similares a las de Prudhoe Bay.

- Diseño y aplicación del tratamiento

El tratamiento fue diseñado para los pozos productores 2-12, 7-4 y 15-15. Las propiedades de las zonas a tratar son mostradas en la tabla 1. Los pozos seleccionados están ubicados en la parte superior de la formación productora Sadlerochit. Antes del tratamiento, estos pozos fueron cerrados por periodos de tiempo cortos y posteriormente puestos en producción para evaluar el comportamiento del GOR ante el cierre. Sin embargo, el GOR permaneció alto por lo que se optó por el cierre completo de ellos⁴³.

⁴² 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.

⁴³ 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.

Tres tratamientos diferentes fueron diseñados. Cada tratamiento se diferenció del otro en complejidad y costos. La solución acuosa de la espuma contenía surfactante de concentración 0,5% p/p disuelto en agua de salinidad similar al agua de formación. La descripción de cada uno de los tratamientos es presentada a continuación:

Tabla 1. Propiedades petrofísicas y de los fluidos de las zonas objetivo.

Propiedades	Pozo 2-12	Pozo 7-14	Pozo 15-15
Tipo de roca	Arenisca	Arenisca	Arenisca
Temperatura (°F)	225	225	225
Porosidad (%)	20	20	20
Permeabilidad (mD)	300-700	300-700	300-700
Profundidad (ft)	9842	9842	9842
Gravedad API	27	27	27
Salinidad (mg/L)	21100	21100	21100

Tratamiento 1. Un bache de 1000 barriles de surfactante fue bombeado en el pozo 2-12 seguido por la inyección de 280 barriles de agua salada y 200 barriles de diesel. Posteriormente, el pozo fue puesto en producción. Con este tratamiento, se esperaba que la espuma fuera formada en el medio poroso durante la producción de gas, conforme éste fuera acercándose a la zona saturada con surfactante.

Tratamiento 2. El esquema de inyección empleado en este tratamiento fue el tipo SAG. El proceso consistió de dos etapas. En cada etapa se inyectó un bache de 500 barriles de solución de surfactante en el pozo 7-4, seguido por un bache de 200 Mscf de nitrógeno. Con este tratamiento, se esperaba que la espuma fuera generada en el medio poroso a partir de la mezcla del nitrógeno con la solución acuosa de surfactante.

Tratamiento 3. Este tratamiento fue llevado a cabo en el intervalo superior del pozo 15-15. Inicialmente se bombeó un bache de 400 barriles de solución de surfactante para satisfacer los requerimientos de adsorción de la formación. Posteriormente, se inyectó una espuma formada en superficie (65% de calidad) a partir de la mezcla de 2 MMscf de nitrógeno y 600 barriles de solución de surfactante. Durante el tratamiento, se monitoreó que la presión de inyección no superará la presión de fractura de la formación. El radio de penetración de la espuma en el medio poroso fue 18 pies.

2.1.1.2 Resultados y discusión

Los tratamientos 1 y 2 no resultaron exitosos. No se observaron pérdidas de inyectividad ni aumentos de presión durante la inyección, lo que demuestra que la generación de la espuma en el medio poroso no tuvo lugar. Después de los tratamientos, el GOR permaneció alto y la tasa de aceite no fluctuó. Pruebas de separador mostraron alta producción de agua durante los primeros días (concentración de surfactante en el agua de producción similar a la del tratamiento inyectado). Se cree que el factor que hizo que estos tratamientos fallaran fue la segregación gravitacional de las fases, asociada a las altas permeabilidades, lo que no permitió que la espuma pudiera ser generada. En formaciones con permeabilidad alta se recomienda inyectar espumas pre-formadas.

Otro factor importante en la generación de espumas in-situ es la presencia de agitación (para que la mezcla de las fases ocurra), dada en la mayoría de los casos por altas tasas de producción o altas tasas de inyección. Sin embargo, con la información reportada en el artículo no es posible afirmar que la falta de agitación sea la causa del fracaso de estos dos proyectos, pero consideramos que es importante tenerlo en cuenta en la evaluación de proyectos de espumas generadas in-situ.

A diferencia de los dos primeros tratamientos, el tercero si resultó exitoso. El beneficio neto de aceite fue 434 barriles en un periodo de tiempo de mes y medio, equivalente a producir un nuevo pozo durante 39 días a una tasa de 265 barriles de aceite por día sin gas asociado. Un perfil de producción corrido después del tratamiento mostró que solo un 43% de la producción estaba asociada al intervalo superior en comparación con el 75% antes del tratamiento. Sin embargo, este perfil fue corrido después de que el GOR se hubiera estabilizado en un valor alto.

A pesar de que se obtuvieron buenos resultados con el tercer tratamiento, beneficios adicionales pudieron haberse alcanzado si se hubiera generado una espuma de mayor calidad y como tal de mayor resistencia.

Los resultados de la prueba piloto dejaron las siguientes lecciones: 1) un diseño adecuado del proceso debe estar basado en pruebas de laboratorio, en simulación de yacimientos y en la geología y petrofísica del medio poroso a intervenir; 2) altos volúmenes y concentraciones de surfactante generarán espumas más fuertes y de mayor resistencia al flujo de gas; 3) estudios más profundos para optimizar parámetros del proceso tales como, calidad de la espuma, química del surfactante, radio efectivo del tratamiento, entre otros, deben ser realizados.

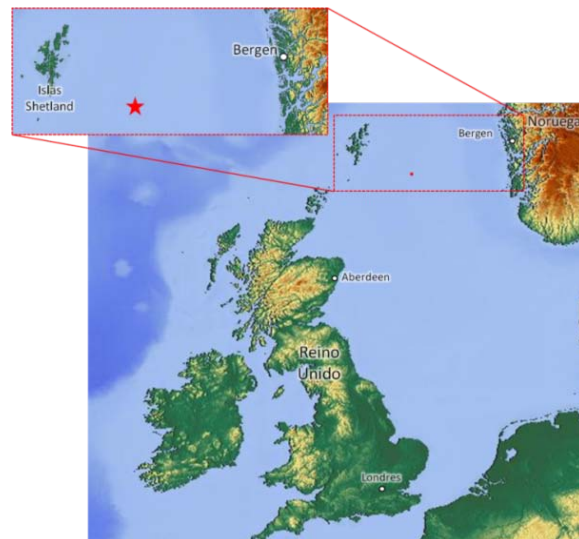
2.1.2 Campo Beryl

El campo Beryl está localizado en el bloque 9/13a en el mar del norte aproximadamente a 300 km al noreste de Aberdeen (ver figura 10). Fue descubierto en mayo de 1972 y la producción de aceite comenzó en junio de 1976.

El campo cubre un área de 11855 acres e incluye dos plataformas llamadas Beryl alfa y Beryl bravo, en las cuales los pozos son perforados en forma de clusters⁴⁴.

Beryl produce de 5 yacimientos principales denominados Beryl superior, medio e inferior, Lewis y Bruce. La formación Beryl perteneciente al Jurásico medio contiene aproximadamente el 80% de las reservas⁴⁵. El campo comenzó su producción por depleción a través de la plataforma alfa en junio de 1976. La inyección de gas en la capa de gas de la estructura fue iniciada en 1977 como método de mantenimiento de presión. Hacia 1979, se implementó con el mismo fin la inyección de agua en la parte sur y norte del campo. Actualmente, el campo es considerado maduro y la inyección de agua y gas ha sido extendida a todos los yacimientos.

Figura 10. Ubicación del campo Beryl.



⁴⁴ STEELE, L.E y ADAMS, G.E. A Review of the Northern North Sea's Beryl Field after Seven Years Production. SPE 12960, 1984.

⁴⁵ GRANT, I.C. Beryl Reservoir Management Study: The Solution of a Complex Problem. SPE 26779, 1993.

2.1.2.1 Descripción de la aplicación de la tecnología de espumas

Un tratamiento con espumas fue llevado a cabo en 1994 en el pozo B-30Z. Este pozo experimentó alto GOR desde el comienzo de su producción. La alta producción de gas en este pozo es asociada a un problema de *gas cusping* en una arenisca de alta permeabilidad (800mD) de 20 ft de espesor, la cual se extiende buzamiento arriba en una capa de gas pequeña⁴⁶ (ver figura 11). La zona de aceite tiene un espesor de 118 ft y un rango de permeabilidades entre 300 mD y 400 mD, mientras que las permeabilidades en la capa de gas se encuentran en el rango de 50 mD a 100 mD. Las propiedades de la zona a tratar son mostradas en la tabla 2.

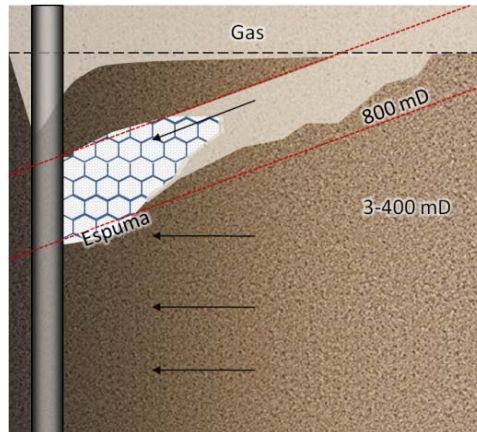
El surfactante seleccionado fue el CHASER GR 1080 empleado en la prueba piloto llevada a cabo en el campo Prudhoe Bay. Es importante mencionar que éste surfactante es estable a altas temperaturas y a altas salinidades pero sensible al aceite.

Tabla 2. Propiedades petrofísicas y de los fluidos de la zona objetivo.

Propiedades	
Tipo de roca	Arenisca
Temperatura (°F)	212
Porosidad (%)	22
Permeabilidad (mD)	50-800
Profundidad (ft)	13123
Espesor Neto (f)	137,8
Viscosidad del aceite (cp)	0,5

⁴⁶ SKJAEVELAND, S.M., SKAUGE, Arne., HINDERAKER, Leif y SISK, Carl. A Norwegian Research Program on Improved Oil Recovery, Program Summary-RUTH. 1996.

Figura 11. Tratamiento con espumas para prevenir la producción de gas por gas cusping en el pozo B-30Z.



Fuente: adaptado de SKJAEVELAND, S.M., SKAUGE, Arne., HINDERAKER, Leif y SISK, Carl. A Norwegian Research Program on Improved Oil Recovery, Program Summary-RUTH. 1996.

El tratamiento fue diseñado con la inyección inicial de un bache de surfactante (para satisfacer las necesidades de adsorción de la roca) seguido por dos ciclos cortos de inyección SAG (*very fast SAG*). Lo anterior con el objetivo de evitar la segregación gravitacional de las fases líquida y gaseosa, debida al alto contraste de permeabilidades. El radio de penetración de la espuma se estimó en 20 ft. Durante el tratamiento, todos los intervalos permanecieron abiertos (no hubo aislamiento mecánico).

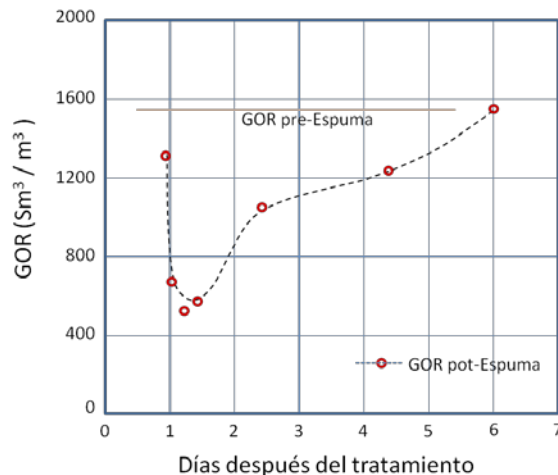
En el primer ciclo se inyectaron 446 bbl de solución de surfactante al 1% p/p y un volumen similar de gas. No se observó un aumento apreciable en la presión, quizás por la segregación gravitacional de las fases y por la falta de agitación. Lo último, ya que las tasas de inyección no fueron lo suficientemente altas. Por lo anterior, se concluyó que la generación de la espuma durante este periodo de tiempo fue mínima. Debido a esto, el tratamiento fue modificado. Se inyectaron 798 bbl de una espuma pre-formada de 65% de calidad. Durante la inyección se

observó un pequeño aumento en la presión. Finalmente, se inyectaron 804 bbl de solución de surfactante.

2.1.2.2 Resultados y discusión

Inmediatamente después de la inyección de la espuma, el pozo B-30 Z fue puesto en producción. El GOR aumentó a una tasa lenta durante los primeros días y permaneció bajo durante un periodo de tiempo de 7 días (ver figura 12). Este periodo fue suficiente para pagar los costos del tratamiento.

Figura 12. Comportamiento del GOR después del tratamiento.



Fuente: adaptado de SKJAEVELAND, S.M., SKAUGE, Arne., HINDERAKER, Leif y SISK, Carl. A Norwegian Research Program on Improved Oil Recovery, Program Summary-RUTH. 1996.

Los resultados demostraron que las espumas son efectivas en la reducción de la producción de gas por problemas de *gas cusping*. Sin embargo, el tratamiento fue efectivo durante pocos días. Lo anterior, debido a que la resistencia de la espuma generada fue baja (por su baja calidad). Se aconsejan espumas con factores de reducción de movilidad altos cuando se van a aplicar como agentes de bloqueo.

Otro factor que pudo haber afectado la estabilidad de la espuma fue la invasión de aceite en la zona tratada, lo que generó la ruptura temprana de la misma (teniendo en cuenta que el surfactante empleado para la aplicación es sensible al aceite). Lo anteriormente mencionado permite concluir que se requiere generar una espuma fuerte y tolerante al aceite para que el proceso sea completamente exitoso.

2.2 EXPERIENCIAS DE CAMPO DE LA INYECCIÓN DE ESPUMAS EN EL CONTROL MOVILIDAD

2.2.1 Campo Midway Sunset

El campo Midway Sunset fue descubierto en 1984⁴⁷, se encuentra ubicado al suroeste del valle de San Joaquín en California. Debido a la naturaleza pesada del crudo que dificulta el flujo natural, se han empleado muchas técnicas de recobro mejorado en este campo, en su mayoría procesos térmicos, tales como combustión in-situ, inyección continua y cíclica de vapor.

En este campo se encuentra localizado el contrato Dome-Tumbador cuya roca yacimiento es el intervalo Potter, una arena del Mioceno superior que ha sido dividida en cuatro zonas productivas. Las zonas de alta permeabilidad denominadas A, B, C y D, son caracterizadas por arenas pobremente sorteadas que están separadas por intercalaciones de arenas relativamente impermeables que restringen parcialmente la migración vertical de los fluidos en la formación. El buzamiento de la arena Potter se encuentra en el rango entre 14°-18°. Las características del yacimiento y de los fluidos son mostrados en la tabla 3.

⁴⁷ California Oil and Gas Fields, Volumes I, II and III. Vol. I (1998), Vol. II (1992), Vol. III (1982). California Department of Conservation, Division of Oil, Gas, and Geothermal Resources (DOGGR). 1,472 pp. Midway-Sunset information pp. 280-290.

Tabla 3. Propiedades del campo Midway Sunset, piloto Dome-Tumbador.

Propiedades	
Tipo de roca	Arenisca
Área productiva (acres)	5,2
Profundidad (ft)	1600
Espesor neto (ft)	437
Porosidad (%)	34
Saturación inicial de aceite (%)	63,5
Aceite original (MMSTB)	3,809
Gravedad API	13.7

La eficiencia de la inyección de vapor en el campo se vio afectada negativamente por la segregación gravitacional de los fluidos inyectados. La baja densidad del vapor hace que éste ascienda a la parte superior del yacimiento y forme un canal de flujo debajo de la roca sello hacia el pozo productor, favoreciendo el *override*. Una vez madura el proceso, las pérdidas de calor (con estratos adyacentes) y la baja diferencia de presión disminuyen su eficiencia. Algunos pozos alcanzaron cortes de vapor superiores al 90%.

2.2.1.1 Descripción de la aplicación de la tecnología de espumas

Con el objetivo de corregir la segregación gravitacional del vapor en todo el espesor y redistribuir el vapor entre varias zonas, se aplicó la tecnología de espumas a un proyecto piloto en el contrato Dome-Tumbador del campo Midway Sunset⁴⁸.

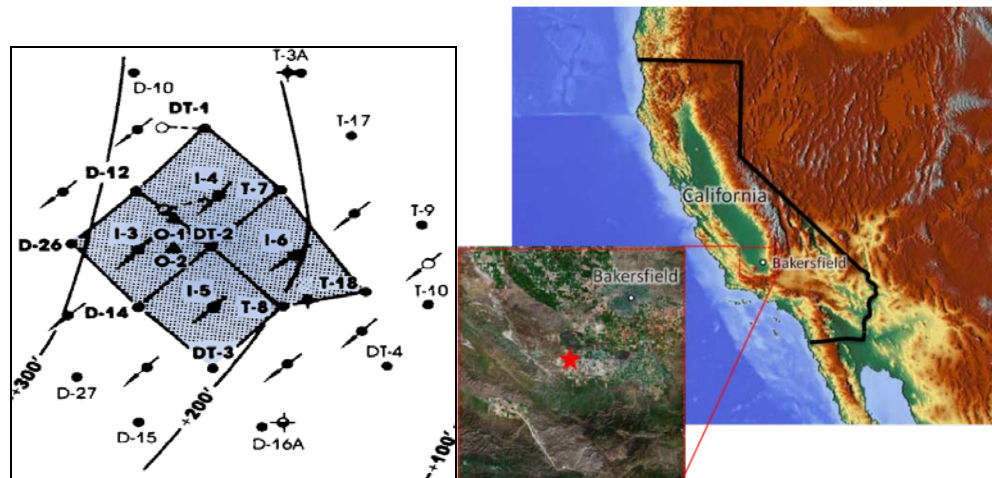
- Selección del candidato

El área piloto consistió de cuatro patrones invertidos de cinco puntos que incluyen nueve productores, cuatro inyectores y dos pozos de observación que cubren un

⁴⁸ MOHAMMADI, S.S. Steam-Foam Pilot Project in Dome-Tumbador, Midway-Sunset Field. SPE 16736. 1989.

área de 5,2 acres. La ubicación del campo y el patrón son mostrados en la figura 13, mientras que las propiedades claves del área piloto son mostradas en la tabla 3. El área en estudio ha sido objeto de inyección de vapor desde 1977. Después de 7 años de aplicación es evidente una acumulación significativa de vapor en la zona C, una pequeña porción de vapor en la zona A y un efecto poco marcado del proceso en las zonas B y D. La producción acumulada de los nueve pozos productores antes de la inyección de espumas fue 1,96 MMbbls, aproximadamente 23,1% del OOIP.

Figura 13. Ubicación del campo Midway Sunset y área del piloto.



Fuente: adaptado de MOHAMMADI, S.S., and TENZER, J.R., Steam-Foam Project at Dome-Tumbador, Midway-Sunset Field: Part 2. SPE 20201. 1990.

- Pruebas de laboratorio

El surfactante más acorde a las condiciones del piloto, de acuerdo a las pruebas realizadas por Mohammadi con diversos agentes espumantes, fue el Enordet AOS-1618TM un C₁₆-C₁₈ sulfonato de sodio alfa-olefinico⁴⁹. El factor de resistencia

⁴⁹ MOHAMMADI, S.S y McCollum, T.J. Steam-Foam Project in Guadalupe Field California. SPERE. 1989.

para estas pruebas estuvo entre 20-28 (en pruebas con corazones de Berea). Adicionalmente se determinó que para obtener una propagación importante de la espuma en el medio poroso, se requiere inyectar más de un volumen poroso de agente espumante diluido. Por lo anterior, se escogió la co-inyección con suministro continuo de surfactante como método de generación.

- Diseño y aplicación del tratamiento

Se diseñó un proyecto que duró aproximadamente 3,7 años. El piloto comenzó en 1985 con la inyección simultánea de AOS, cloruro de sodio y nitrógeno al vapor. El nitrógeno fue utilizado con el fin de mejorar la estabilidad de la espuma, la cual podría verse seriamente afectada por la condensación del agua. Las facilidades de inyección incluyeron tanques de almacenamiento para el N₂, el surfactante y la salmuera, puntos de descarga para monitoreo e inyección del químico y un sistema de bombas y medidores para controlar y distribuir los fluidos.

Durante los tres primeros años del proyecto, la concentración promedio de surfactante fue 0,52 % p/p y 22,3 scf de N₂ por barril de vapor. Para febrero de 1988, la concentración de surfactante fue reducida a 0,24% p/p con el objetivo de probar efectividad a este nivel. A lo anterior, le siguió un periodo de seis meses de inyección de solución de surfactante de baja concentración, para finalmente continuar con la inyección de la espuma. En total se inyectaron 2,46 MMbbl de vapor, 6,5 MMbbl de AOS, 8,6 MMbbl de salmuera y 50,6 MMscf de N₂ durante los 1265 días del proyecto. Adicionalmente, se estableció un programa de monitoreo para los pozos productores, se instaló un sistema de bombas, válvulas y tanques para medir los aportes individuales de los pozos.

2.2.1.2 Resultados y discusión

Con los datos de producción de aceite correspondientes a un periodo previo a la inyección de espumas de 4 años se determinó una línea base, la cual incorporó un factor de declinación anual del 7%. Se evidenció claramente un aumento importante en la producción de aceite sobre la línea base después de iniciar la inyección de espumas, debido al desplazamiento de ésta como un frente, sin embargo, la respuesta disminuyó después de reducir la concentración de surfactante, estabilizándose finalmente en un nivel inferior (ver figura 14). Lo anterior, permite concluir que la disminución en la concentración de surfactante, reduce la calidad de la espuma y por ende el calor en las zonas afectadas.

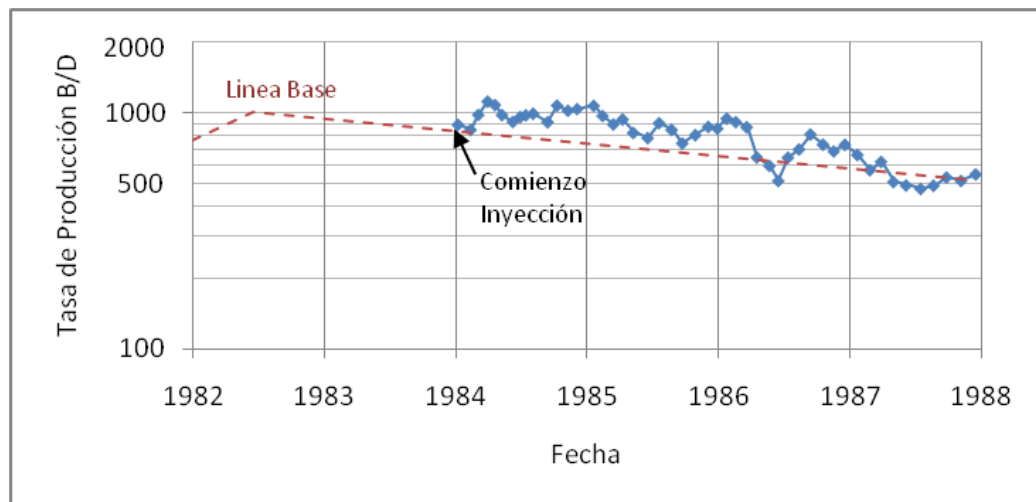
El pozo que experimentó la mejor respuesta a la inyección de espumas fue el DT-2 (ver figura 13), el cual triplicó su producción. Sin embargo, este pozo presentó problemas mecánicos y aumentos en la concentración de surfactante en el agua producida, lo que confirmó una posible ruptura del frente. El efecto de la inyección de espumas fue también evidente en pozos periféricos (D-16A) donde después de 6 meses disminuyó el corte de agua y después de 7 meses se duplicó la producción de aceite (mejoramiento en la eficiencia de barrido areal). Se estimó que el aceite incremental del piloto fue 6% del OOIP. Debido a la incertidumbre no fue posible determinar el factor de recobro en los pozos periféricos.

A partir del análisis del agua producida, se evidenció una degradación térmica del surfactante por un aumento en los iones sulfonato y se determinó que la ruptura de la espuma ocurrió al sexto mes por el aumento en los iones cloruro. Con base en los registros tomados en los pozos de observación⁵⁰, fue evidente un

⁵⁰ MOHAMMADI, S.S y TENZER, J.R. Steam-Foam Project at Dome-Tumbador, Midway-Sunset Field: Part 2. SPE 20201. 1990.

crecimiento volumétrico constante en la zona. El registro de temperatura mostró un aumento importante de calor en la zona B y una expansión del área calentada en las zonas A y C. El registro neutrón por su parte reveló una extensa disminución en la saturación de aceite y agua en el área del piloto.

Figura 14. Respuesta de producción en el piloto Dome-Tumbador.



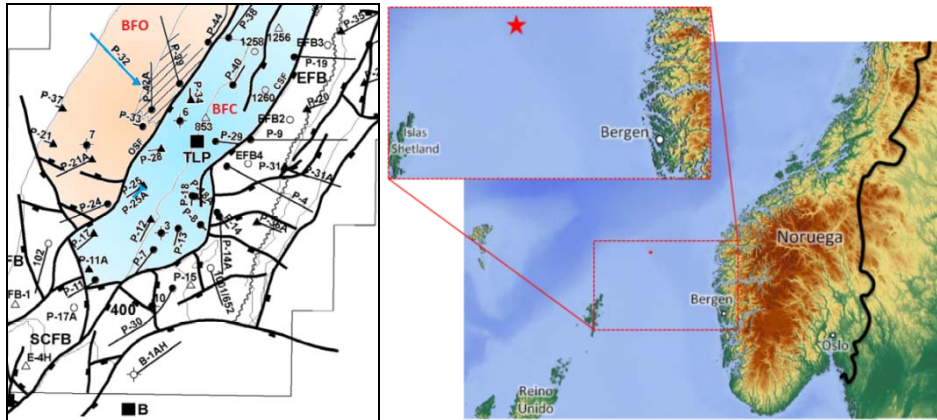
Fuente: adaptado de MOHAMMADI, S.S., and TENZER, J.R., Steam-Foam Project at Dome-Tumbador, Midway-Sunset Field: Part 2. SPE 20201. 1990.

2.2.2 Campo Snorre

El campo Snorre es uno de los principales campos localizados en la plataforma continental de Noruega en el mar del norte. Está ubicado a 200 km al noreste de Bergen (ver figura 15). La roca yacimiento es la arenisca Starfjord superior e inferior. La primera de ellas comprende una secuencia grano creciente, la cual se encuentra dividida en las zonas S1 y S2, su permeabilidad varía entre 400 y 3500

mD y su buzamiento entre 5°-9° hacia el suroeste. La presión del yacimiento es 4350 psi y la temperatura es 194°F⁵¹.

Figura 15. Ubicación del campo Snorre y del piloto de espumas.



Fuente: adaptado de SKAUGE, A. Foam-Assited WAG: Experience from the Snorre Field. SPE 75157. 2002.

En agosto de 1992 el campo fue puesto en marcha bajo el esquema de inyección de agua. Con el propósito de mejorar la producción en febrero de 1994, se implementó un piloto WAG (con gas hidrocarburo) en el Bloque de falla central (BFC), con dos pozos inyectoros y tres pozos productores. Después se extendió a los tres bloques principales del campo. Para reducir el GOR se realizó un tratamiento con espumas en el productor P18 en 1996, el cual dio muy buenos resultados. En la arena Starfjord superior, el gas rápidamente se segrega y se mueve buzamiento arriba. La alta movilidad del gas resulta en una ruptura temprana en los productores. En algunas áreas donde existe comunicación directa entre los pozos, el tiempo de ruptura del gas es de un mes (a distancias entre pozos mayores a 1km).

⁵¹ SKAUGE, A. Foam-Assited WAG: Experience from the Snorre Field. SPE 75157. 2002.

- Descripción de la aplicación de la tecnología de espumas

Con el objetivo de mejorar la eficiencia de barrido del gas y la producción de aceite se llevó a cabo entre los años 1997 y 2000 la más grande aplicación de espumas en la industria de los hidrocarburos en el campo Snorre. El proyecto de inyección alternada de gas y agua asistida con espuma (FAWAG por sus siglas en ingles) fue una demostración a escala completa de campo del uso de espumas como agentes de control de movilidad⁵².

- Selección del candidato

El proyecto se desarrolló en dos etapas sobre la arena Starfjord superior. Comenzó en agosto de 1998 en el BFC, pero tuvo que ser abortado por problemas operacionales en el inyector P-25A. Para concluir con la demostración se continuó en el Bloque de falla occidental (BFO) con los pozos P32 (inyector) y P39 (productor), los cuales fueron seleccionados con base en las propiedades de yacimiento y en el historial de producción.

- Pruebas de laboratorio

El surfactante C_{14/16} (sulfonato de alfa-oleofin) fue seleccionado para la prueba piloto con base en pruebas extensivas de desplazamiento en corazones. Los principales criterios de selección fueron: disponibilidad comercial y reducción adecuada de la movilidad del gas. Adicionalmente, se llevaron a cabo otras pruebas para estudiar la reducción de movilidad en función de la concentración, calidad de la espuma, tasa de inyección de fluido, saturación de aceite, tipo de gas y tiempo de envejecimiento⁵³. De estas pruebas se concluyó que el factor de

⁵² BLAKER, Tore. Foam for Gas Mobility Control in the Snorre Field: The FAWAG Project. SPE 78824. 2002.

⁵³ SVORSTOL, I. Laboratory Studies for Design of a Foam Pilot in the Snorre Field. SPE 35400. 1996.

resistencia de la espuma disminuye para concentraciones muy bajas de surfactante y permanece más bien constante una vez la calidad de la espuma excede el 95%. Otro parámetro importante es la pérdida de surfactante por adsorción, la cual fue estimada en 0,5mg/g de roca.

- Diseño y aplicación del tratamiento

Utilizando un estudio de simulación de yacimientos se determinó que los parámetros que tienen más impacto sobre la eficiencia del tratamiento son la adsorción y la concentración mínima de surfactante. Debido a las incertidumbres, el simulador no fue concluyente respecto al modo de inyección, tasas y volumen total de surfactante. Se decidió evaluar dos métodos de inyección, la co-inyección y el SAG. La única modificación necesaria para la inyección SAG en la plataforma fue la instalación de una bomba de alta presión (3480 psi). Para la co-inyección se necesitaron más cambios, las bombas de surfactante y agua debieron ser ajustadas a la presión del gas (4567 psi). Para prevenir la formación de hidratos se calentó el agua a 104°F. Además, se requirió de un sistema de levantamiento, una tubería de acero para el suministro de surfactante y mangueras flexibles.

Los dos métodos de inyección se probaron en el BFC. Antes de comenzar el tratamiento en el pozo P-25A se colocó un empaque para aislar las zonas inferiores. La inyección SAG fue dividida en tres ciclos, durante este periodo se utilizaron 468 Mbbbl de agua, 2,2 MMtons de surfactante al 38% y 2648 MMscf de gas. Para la co-inyección, el proceso fue exitoso por solo 31 días, en este caso la baja regularidad reflejó la complejidad operacional.

En el BFO la inyección FAWAG se realizó con dos ciclos SAG (debido a los resultados obtenidos en el BFC). Después del bache de surfactante se inyectó gas

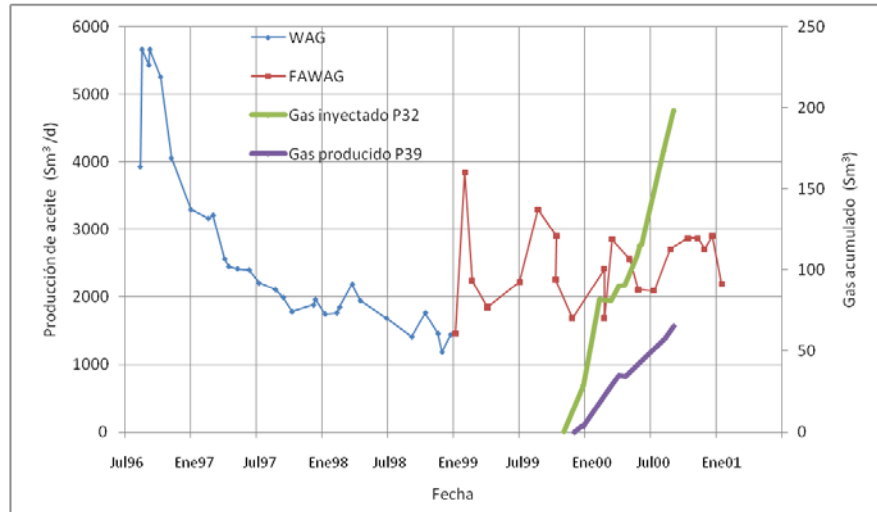
hasta restaurar la inyectividad en el pozo. Las tasas de inyección de la solución de surfactante fueron limitadas por la presión de fractura. El proceso duró aproximadamente 175 días, durante los cuales fueron inyectados un total de 4096 MMscf de gas. El volumen total de surfactante inyectado fue 836000 lb y la concentración promedio fue de 0,5% p/p para el primer bache y de 0,2 % p/p para el segundo.

2.2.2.1 Resultados y discusión

Se esperaba que FAWAG aumentara el barrido vertical y horizontal del gas en el yacimiento. Su efecto fue evaluado tanto en pozos inyectoros como en productores. En las operaciones realizadas en el BFC, se evidenció la formación de la espuma por la reducción en la inyectividad. En el segundo ciclo SAG por algunos periodos de tiempo se sobrepasó la presión de fractura, lo cual afectó finalmente la formación de la espuma y la reducción de la movilidad. La co-inyección fue obstaculizada por problemas operacionales (disminución excesiva de la inyectividad). Con base en estos resultados se concluyó que es preferible la inyección SAG y que las dos fases (agua y gas) deben ser inyectadas a una tasa por debajo de la presión de fractura de la formación.

Respuesta de los pozos inyectoros y productores en BFO. Para el primer ciclo, la ruptura ocurrió entre el día 43 y 60 después de comenzar el tratamiento en el pozo P-32. El GOR se estabilizó en un valor de 1400 scf/bbl en el pozo P-39, aproximadamente 22% del gas inyectado fue producido durante el ciclo. La segunda ruptura ocurrió 29 días después de empezar la inyección, el GOR permaneció casi constante en 982 scf/bbl en el P-39, aproximadamente 65% del gas inyectado fue producido durante el ciclo. El aceite incremental para el tratamiento FAWAG fue de 1,57 MMbbl de aceite (ver figura 16).

Figura 16. Efecto de la técnica WAG y FAWAG sobre la producción de aceite y gas, BFO.



Fuente: adaptado BLAKER, Tore, Et al. Foam for Gas Mobility Control in the Snorre Field: The FAWAG Project. SPE 78824. August 2002.

2.3 EXPERIENCIAS DE CAMPO DE LA INYECCIÓN DE ESPUMAS EN EL BLOQUEO Y DESVÍO DE FLUIDOS

2.3.1 Campo North Ward Estes

El campo North Ward Estes se encuentra ubicado en los condados de Ward y Winkler en Texas. Inició su producción primaria en 1929. Posteriormente, fueron implementadas la inyección de agua y la inyección de CO₂ como métodos de recobro en 1955 y 1989 respectivamente. El área de inyección cubrió 3840 acres, los cuales fueron desarrollados en patrones de 20 acres⁵⁴.

La formación productora en esta área se denomina Yates. Se caracteriza por tener areniscas de grano muy fino y limolitas separadas por dolomitas densas. En las

⁵⁴ CHOU, S.I., VASICEK, S.L y PISIO, D.L. CO₂ Foam Field Trial at North Ward Estes. SPE 24643, 1992.

arenas la permeabilidad varía significativamente. El coeficiente de Dykstra-Parsons estimado para esta formación es 0,85, por lo que se considera bastante heterogénea. Las propiedades del yacimiento son presentadas en la tabla 4.

Tabla 4. Propiedades del campo North Ward Estes.

Propiedades	
Tipo de roca	Arenisca/Dolomita
Temperatura (°F)	83
Presión (psia)	1100
Espesor neto (ft)	60
Porosidad (%)	18
Permeabilidad (mD)	15
Profundidad (ft)	2600
Gravedad API	37
Viscosidad del aceite (cp)	1,4

2.3.1.1 Descripción de la aplicación de la tecnología de espumas

El proyecto de inyección de CO₂ en el campo North Ward Estes se vio afectado desde su inicio por la pobre eficiencia de barrido y la baja recuperación de aceite. Esta pobre eficiencia fue ocasionada por la rápida ruptura del fluido de inyección en los pozos productores. En algunas áreas, la irrupción de CO₂ ocurrió en menos de un mes y el pico de producción se alcanzó en menos de tres meses⁵⁵. Con el objetivo de mejorar el conformance del yacimiento, se propusieron alternativas mecánicas y químicas. De las dos propuestas, la que ofreció los mayores beneficios fue la inyección de espumas como agente de bloqueo de zonas ladronas. El tratamiento fue diseñado de tal manera que la espuma pudiera entrar en las zonas de alta permeabilidad, generando una restricción al flujo y permitiendo que el CO₂ barrierá las zonas menos permeables saturadas con aceite.

⁵⁵ CHOU, S.I., VASICEK, S.L y PISIO, D.L. CO₂ Foam Field Trial at North Ward Estes. SPE 24643, 1992.

Para determinar el área piloto del tratamiento, se evaluaron pozos productores con alta producción de CO₂. El pozo productor 1020 se destacó por ser uno de ellos. La alta producción fue asociada a los pozos inyectores 82WC y 117 WC. A partir de estudios de campo, se determinó que el pozo que tenía más incidencia en los altos cortes de CO₂ del pozo 1020 fue el 82WC.

- Selección del surfactante

Teniendo en cuenta que esta aplicación tiene como objetivo el bloqueo de zonas ladronas y el desvío de fluidos de inyección, la selección del surfactante se basó en la evaluación del factor de reducción de movilidad y en la durabilidad o tiempo de vida media de la espuma en el medio poroso. El surfactante que exhibió los mayores factores de reducción de movilidad fue el CHASER CD1040 (sulfonato de alfa-olefina). Este surfactante fue seleccionado para realizar pruebas de laboratorio complementarias. Durante estas pruebas, se midió la influencia de la concentración de surfactante, la calidad de la espuma, la tasa de flujo y la permeabilidad de la formación en el factor de reducción de movilidad. Los resultados mostraron un incremento en el FRM con la concentración del surfactante y la permeabilidad de la formación. Altas tasas de flujo mostraron un comportamiento negativo en la durabilidad de la espuma y en la capacidad de bloqueo, mientras que la calidad no influyó en su comportamiento.

- Diseño y aplicación del tratamiento

Cuatro tratamientos con espumas fueron aplicados en North Ward Estes. Durante el diseño de estos tratamientos se evaluaron y definieron parámetros, tales como la concentración y volumen óptimos de surfactante, el tamaño del pre-flujo de surfactante, la calidad de la espuma y el esquema de inyección. El esquema escogido para estas aplicaciones fue el *very fast SAG* con ciclos de 1 día de inyección de surfactante y 1 día de inyección de CO₂. Teniendo en cuenta que el

pozo 82WC es fracturado, la adsorción del surfactante en el medio poroso fue determinada a partir del área de las fracturas, la profundidad de penetración de la espuma, la porosidad, la saturación promedio de agua y la concentración de surfactante. Al final ésta fue estimada en 5000 lb. Con el objetivo de suplir estas necesidades de adsorción, se inyectó un bache inicial de surfactante.

Es importante tener en cuenta que el bloqueo por inyección de espumas en pozos fracturados es menos probable, debido a que la mayoría del surfactante inyectado se escapa por la cara de las fracturas y extiende la espuma a profundidades mayores. Por ello, el volumen de surfactante a inyectar debe ser proporcional al área de la superficie de las fracturas y a la profundidad de penetración de la espuma deseada⁵⁶.

La concentración del bache de surfactante durante las aplicaciones fue mantenida en el rango de 0,1% p/p y 0,5% p/p y la calidad en el rango de 50% y 80%. Después de los tratamientos, la presión de inyección de CO₂ fue mantenida por debajo de la empleada durante los ciclos SAG para evitar la ruptura prematura de la espuma. La tasa de inyección también fue mantenida en un rango que no superara el valor necesario para generar un gradiente de presión local que alterara la durabilidad de la espuma. Lo anterior, teniendo en cuenta que la vida media de una espuma para bloqueo disminuye con el aumento del gradiente de presión.

2.3.1.2 Resultados y discusión

Respuesta del inyector. La presión de fondo medida durante la inyección de CO₂ antes de la aplicación con espumas fue 1400 psi a una tasa de inyección de 850

⁵⁶ CHOU, S.I., VASICEK, S.L y PISIO, D.L. CO₂ Foam Field Trial at North Ward Estes. SPE 24643, 1992.

bbl/día. Durante la inyección SAG, la presión de fondo aumentó a 1650 psi a una tasa de 200 bbl/día, indicando una reducción del 85% en la inyectividad. La presión de inyección cayó gradualmente durante la inyección de CO₂ posterior al tratamiento y alcanzó los valores iniciales antes de la aplicación después de tres meses.

En el segundo tratamiento la espuma fue generada con $\frac{1}{4}$ de la concentración de surfactante del primer tratamiento, debido a esto, su tiempo de vida media se redujo a mes y medio. Este resultado es consecuente con las observaciones de laboratorio. El tercer tratamiento comenzó en octubre 19 de 1990. La presión de fondo fue mantenida en 1500 psi durante la inyección SAG y en 1400 después del tratamiento. Las tasas de inyección variaron entre 100 bbl/día y 300 bbl/día. La espuma generó un bloqueo efectivo por alrededor de seis meses en este tratamiento.

La cuarta aplicación inició en junio de 1991. Fallas operacionales durante el bombeo ocasionaron una fluctuación en las tasas y en las presiones de inyección. La tasa de inyección de CO₂ después del tratamiento también fluctuó y alcanzó valores superiores a los 500 bbl/día. Lo anterior, ocasionó la ruptura temprana de la espuma. La duración del beneficio de este tratamiento fue un mes.

Respuesta de los pozos productores. Antes de la inyección de espumas, la tasa de aceite en el pozo 1020 disminuyó a menos de un barril por día y la tasa de producción de CO₂ alcanzó los 900 Mscf/día. Después del primer tratamiento, la producción en el pozo aumento a 15 bbl/día. Esta tasa disminuyó a lo largo de los tres meses que duró el tratamiento y durante la segunda aplicación. Sin embargo, aumentó significativamente después del tercer tratamiento y alcanzó un máximo de 80 bbl/día en mayo de 1991, pero cayó posteriormente en junio del mismo año

a 15 bbl/día. No se observó un cambio apreciable en la tasa de aceite después del cuarto tratamiento. Es importante mencionar que la tasa de aceite y la tasa de producción de CO₂ aumentaron y disminuyeron respectivamente en varios de los pozos del patrón, lo que demuestra que la inyección de la espuma generó un desvío areal de CO₂ (mejoramiento de la eficiencia de barrido areal).

En conclusión como resultado de la inyección de espumas, la inyectividad del CO₂ se redujo en un 40% y 80% durante los cuatro tratamientos y el beneficio en la aplicación más exitosa fue evidente durante seis meses. Lo anterior permite afirmar que el diseño y la aplicación de los pilotos (condiciones operacionales) permitieron generar una espuma bastante estable a las condiciones del yacimiento en un pozo fracturado.

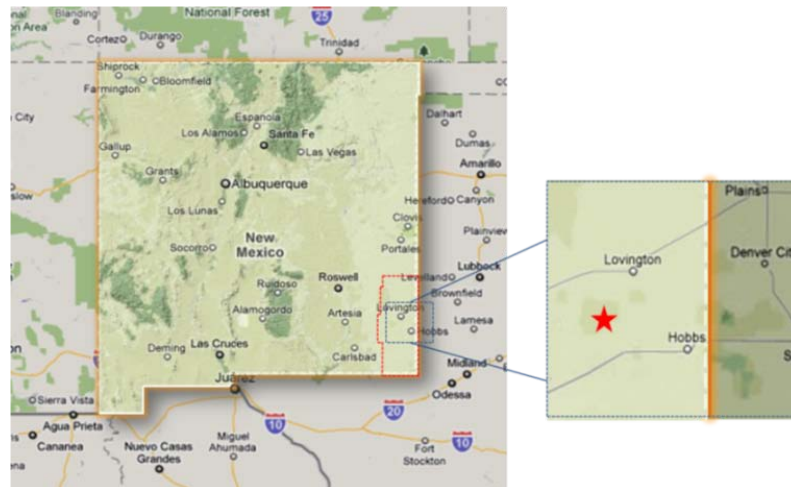
2.3.2 Campo Vacuum

El campo Vacuum está localizado a 15 millas al noreste de Hobbs en el condado de Lea, Nuevo Mexico (ver figura 17). El piloto East Vacuum Grayburg-San Andres Unit (EVGSAU) operado por Phillips Petroleum Company, es el lugar seleccionado para una evaluación exhaustiva del uso de espumas para mejorar la efectividad en la inyección de CO₂.

EVGSAU produce principalmente de la formación San Andres y Grayburg, las cuales están divididas en dos secciones, superior e inferior por la arenisca/limolita Lovington. La formación San Andres consiste de una serie de secuencias de carbonatos somerizados hacia arriba, cada una con un espesor típico de 20 a 30 pies. Esta formación ha sido dolomitizada extensamente. La sección Superior se encuentra dividida en 7 unidades de flujo correlacionadas. Las dos unidades principales son las zonas llamadas C y E. Estas zonas muestran buena porosidad

(10-20%) y permeabilidad (20mD-50mD)⁵⁷. La tabla 5 muestra los parámetros de yacimiento para EVGSAU.

Figura 17. Ubicación del campo Vacuum.



Desde su descubrimiento en 1929 el campo fue explotado con diferentes técnicas de recobro, pero no fue hasta 1938 que comenzó su desarrollo. La inyección de agua fue iniciada en 1958 y se extendió gradualmente a todo el campo. Sin embargo, en la unidad EVGSAU, la inyección de agua comenzó en 1980. En 1985 se llevó a cabo la primera prueba a escala de campo de inyección de CO₂ miscible en esta unidad. El proyecto de CO₂ se dividió en tres áreas de Gas Alternado con Agua (WAG). Se escogió una relación WAG 2:1 de tal modo que mientras se inyectaba CO₂ en un área, en las otras dos se inyectaba agua. Después de 4 meses de operación se rotaba a otra área la inyección de CO₂.

⁵⁷ MARTIN, F. D. CO₂-Foam Field Verification Pilot Test at EVGSAU Injection Project Phase I: Project Planning and Initial Results. SPE 24176. 1992.

Tabla 5. Propiedades promedio del yacimiento EVGSAU.

Propiedades	
Tipo de roca	Dolomita
Profundidad (ft)	4400
Temperatura (°F)	101
Presión Original (psig)	1613
Presión Promedio (psig)	2100
Porosidad (%)	11,7
Espesor neto (ft)	71
Permeabilidad (mD)	11,0
Gravedad Aceite (°API)	38

Mientras se observaba una respuesta terciaria muy favorable, algunos pozos mostraban una producción excesiva de CO₂, estos casos aislados se caracterizaban por tener eficiencias de barrido pobre, utilización del CO₂ ineficiente, y aumento en los costos de reciclo y compresión. Desde que comenzó la inyección de CO₂, una serie de problemas operacionales surgieron. Estos problemas incluían la ruptura temprana y la canalización en algunos pozos productores y se supuso que debido a estos problemas se presentaba la acumulación excesiva de parafinas y asfáltenos, además del aumento en la formación de escamas que probablemente fueron agravados por la disolución de anhidrita en los canales de alta permeabilidad⁵⁸.

2.3.2.1 Descripción de la aplicación de la tecnología de espumas

Es una de las aplicaciones de espumas mas estudiada, reportada y detallada. Duró cuatro años y la mayoría de la información corresponde a estudios preliminares a la aplicación de la tecnología. El objetivo principal de este proyecto fue evaluar las espumas para el control del *conformance* en dos direcciones, en la horizontal aumentando la eficiencia de barrido areal y en la vertical desviando los

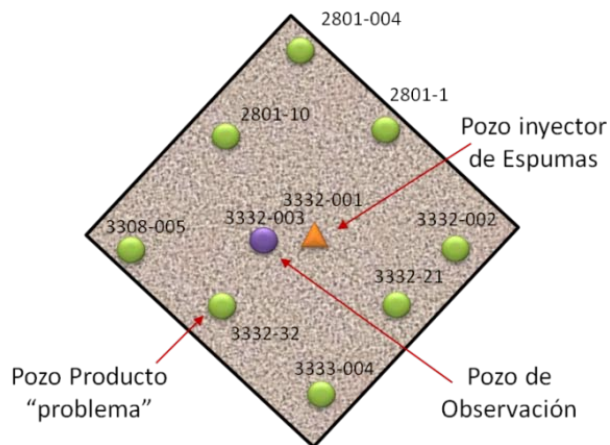
⁵⁸ HARPOLE, K. J., SIEMERS, W. T. S y GERARD, M. G. CO₂-Foam Field Verification Pilot Test at EVGSAU: Phase IIIC-Reservoir Characterization and Response to Foam Injection. SPE 27798. 1994.

fluidos a otras zonas; adicionalmente se buscó con este piloto mitigar la ruptura rápida del CO₂ y aumentar el desplazamiento efectivo del aceite.

- Selección del candidato

El patrón mostrado en la figura 18 fue seleccionado debido a que presentaba una producción excesiva de CO₂ en uno de los pozos productores, mientras los otros mostraban una respuesta a la inyección de CO₂ normal. Además, la geología del patrón es típica de la mayoría de EVGSAU, esto permite que los resultados puedan ser escalados a toda la unidad. Por otro lado, el inyector del patrón tiene suficiente inyectividad para reducir la posibilidad de generar una sobrepresión durante la inyección de la espuma.

Figura 18. Piloto de espumas EVGSAU.



Fuente: adaptado de HARPOLE, K. J y GERARD, M. G. CO₂-Foam Field Verification Pilot Test at EVGSAU: Phase IIIC-Reservoir Characterization and Response to Foam Injection. SPE 27798. 1994.

El área piloto es un patrón de nueve puntos invertido donde el productor problema es el pozo 3332-032, el cual mostró una canalización severa con el inyector 3332-001. En 1991 se perforó un pozo de observación (3332-003) entre los dos pozos

mencionados anteriormente. Se tomaron registros y corazones para mejorar la caracterización del patrón y realizar las pruebas de laboratorio, donde se identificaron las zonas C2 y C3 como de alta permeabilidad (en promedio 250 mD), responsables de la canalización.

- Pruebas de laboratorio

Se realizaron una serie de pruebas con el objetivo de seleccionar el surfactante y la concentración óptima a utilizar en el piloto. Dos criterios fueron utilizados para la selección del surfactante; primero, cantidad de surfactante adsorbido por la roca y segundo, estabilidad de las burbujas a las condiciones de yacimiento. Además, las consideraciones secundarias que se tuvieron en cuenta fueron el costo, disponibilidad, fácil manejo, transporte, y la estabilidad bajo condiciones de almacenamiento y de inyección. El químico seleccionado fue el Chaser CD-1045[®] de Chevron y la concentración seleccionada con base en las pruebas de flujo en corazones fue 2500 ppm de surfactante activo. De estas pruebas también se determinó que la adsorción promedio fue de 835 libras por acre-ft.

- Diseño y aplicación del tratamiento⁵⁹

Las facilidades para la inyección de surfactantes fueron muy simples y no se requirieron cambios en el sistema existente. Fue necesario adicionar para la inyección del químico un tanque, una bomba y algunas líneas de conexión. Para evitar reportar anomalías en el comportamiento debido a cambios en los tiempos de los ciclos se incluyó una serie de ciclos WAG “base”. En 1991 comenzaron cinco ciclos WAG rápidos, cada ciclo consistía de 12 días de inyección de CO₂ y 3 días de agua con una tasa de 1000 bbl/día para cada fluido.

⁵⁹ STEVENS, J. E., HARPOLE, K. J y ZORNES D. R., CO₂-Foam Field Verification Pilot Test at EVGSAU: Phase II-Foam Injection Design and Operating Plan. SPE 24622. 1992.

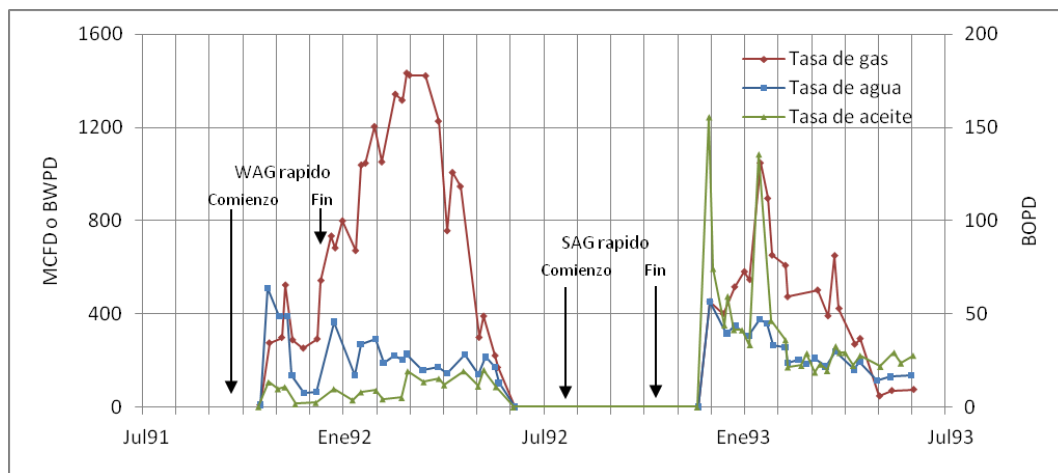
Los ciclos WAG fueron seguidos por una inyección continua de CO₂ durante casi tres meses hasta 1992 y un periodo de pruebas de presión. La inyección de salmuera se reanudó en marzo de 1992 y durante los tres últimos meses se introdujo surfactante con concentración de 2500ppm para satisfacer necesidades de adsorción. A mediados de julio de 1992 comenzó la inyección de espumas. El programa de inyección consistió de cinco ciclos SAG rápidos (para cada ciclo, espuma 80% de calidad y 1% del VPHs inyectado), 12 días de inyección de CO₂ seguido de 3 días de surfactante. En total se inyectaron 12000 barriles de CO₂ y 3000 barriles de salmuera de concentración de 2500 ppm de surfactante activo por cada ciclo. Al finalizar se reanudó la inyección de CO₂ durante tres meses.

2.3.2.2 Resultados y discusión

Respuesta de los pozos inyectoros. La formación de la espuma fue evidente debido al aumento dramático de la presión de inyección. La máxima presión permitida fue de 1800 psi y se alcanzó en el tercer periodo SAG; después de este punto la tasa debió ser reducida con el fin de mantenerla en el límite permitido. En comparación con el caso base la presión aumentó en 200 psi al comienzo y cerca del final de los ciclos fue de 500 psi. Los datos recolectados sugieren que la movilidad del CO₂ fue reducida entre 1/3 a 1/2 del valor antes de la espuma. Además, debido a que el incremento de la presión continuó por varios meses fue posible concluir que la espuma generada fue bastante estable y persistente. A partir de los perfiles de inyección, se evidenció un desvío del 12% de fluidos en la zona ladrona C, el cual permaneció durante la inyección de las espumas y retornó luego de un tiempo a las condiciones originales. Los registros corridos en el pozo de observación mostraron la desviación de fluidos de la zona C a la zona E. En esta última se observó una reducción de la saturación de aceite durante la prueba.

Respuesta de los pozos productores. La mayor evidencia de la efectividad de la técnica y la generación de la espuma fue el cambio en la producción del pozo problema (3332-032)⁶⁰. En este pozo antes del proyecto de espuma, la mayoría del CO₂ se canalizaba rápidamente, ocasionando la producción de grandes volúmenes de gas y cantidades de líquido relativamente pequeñas (5 BOPD), dando como resultado altas presiones de fondo y el cierre del pozo. Una vez iniciada la inyección de espumas, el pozo problema fue el primero en tener una respuesta positiva (ver figura 19). En el WAG rápido tomó 6 semanas la irrupción del CO₂ y durante el SAG rápido se demoró 11 semanas y la cantidad de gas producido fue mucho menor. Debido a que era posible controlar el comportamiento del pozo, se instaló un sistema de bombeo mecánico. En comparación, la producción acumulada de CO₂ fue menos de la mitad en el SAG que en el periodo WAG. La producción de aceite aumentó, sin embargo, el incremento no fue dramático.

Figura 19. Respuesta de producción en el pozo problema 3332-032.



Fuente: adaptado de HARPOLE, K. J. CO₂-Foam Field Verification Pilot Test at EVGSAU: Phase IIIC-Reservoir Characterization and Response to Foam Injection. SPE 27798. 1994.

⁶⁰ MARTIN, F. D., STEVENS, J. E y HARPOLE, K. J., CO₂-Foam Field Test at East Vacuum Grayburg/San Andres Unit. SPE 27786. 1995.

En cuanto a los otros pozos del patrón se observó también una respuesta positiva, el 3332-001 opuesto al pozo problema y sobre el mismo canal de permeabilidad no mostró gran respuesta y el beneficio fue difícil de estimar, el crudo incremental fue de 3700 bbl. El 3332-004 tuvo una respuesta fuerte y el aceite incremental fue de 6200 bbl. Los otros pozos del patrón no mostraron respuesta alguna. En total el crudo incremental del patrón fue de 14700 bbl.

2.4 LECCIONES APRENDIDAS

La revisión de experiencias de campo (ver anexo) permitió identificar aspectos importantes que deben tenerse en cuenta en el diseño de un tratamiento con espumas. Estos aspectos u observaciones son presentados a continuación:

- Una espuma efectiva para bloqueo de zonas debe ser más estable que una espuma empleada en control de movilidad.
- Formaciones con permeabilidades altas tienen mayor riesgo de segregación gravitacional durante la inyección de una espuma por el método SAG. Debido a esto, se recomienda inyectar espumas pre-formadas o implementar un *very fast SAG* (baches cortos).
- El tipo, concentración y volumen de surfactante son parámetros críticos y determinan en cierto modo el éxito de una implementación con espumas. Se ha observado que a mayor concentración y mayor volumen de surfactante inyectado mayor es la estabilidad de la espuma y la eficiencia del proceso.
- La formación in-situ de una espuma requiere la presencia de agitación y el suministro continuo de surfactante. El diseño de un piloto de espumas requiere la

integración de pruebas de laboratorio, simulación de yacimientos y el conocimiento de la geología y la petrofísica de la zona a tratar.

- Las pruebas más comunes llevadas a cabo en laboratorio son la selección del surfactante a partir de la medición del factor de reducción de movilidad, la adsorción y la tolerancia del surfactante a la salinidad y al aceite. Los sulfonatos de alfa-olefina son los surfactantes más empleados en aplicaciones de espumas a yacimientos de petróleo por su tolerancia a la salinidad y a las altas temperaturas.
- Se observan mejores resultados en la generación de espumas por el método SAG cuando se inyecta surfactante en cada ciclo y cuando se inyecta un bache de surfactante antes del tratamiento para satisfacer las necesidades de adsorción de la formación. Se comprobó además con la revisión que las espumas mejoradas con polímeros muestran un mejor comportamiento que las espumas convencionales.
- El bloqueo por inyección de espumas en pozos fracturados es menos probable, debido a que la mayoría del surfactante inyectado se escapa por la cara de las fracturas y extiende la espuma a profundidades mayores. Por ello, el volumen de surfactante a inyectar debe ser proporcional al área de la superficie de las fracturas y a la profundidad de penetración de la espuma deseada.
- La presión y la tasa de inyección de gas después de un tratamiento de bloqueo y desvío de fluidos no debe ser superior a la utilizada durante la inyección SAG para no afectar negativamente la durabilidad de la espuma.
- El tiempo de vida de las espumas en aplicaciones de campo oscila entre una semana y un año.

- Se debe hacer un seguimiento cuidadoso de la presión de inyección para garantizar que está por debajo de la presión de fractura a medida que disminuya la inyectividad de los pozos por el efecto de las espumas.

- La mayoría de problemas operacionales que se presentan en las aplicaciones de campo están relacionados con las bombas o con la generación de fracturas en los pozos inyectoros.

- La espuma va acompañada de N_2 cuando se inyecta a yacimientos que utilizan la inyección de vapor como método de recobro.

- En la selección de los pozos inyectoros, la inyectividad es un factor de gran importancia.

- En pozos productores, la eficiencia del proceso es evaluada con base en la disminución del GOR y en el aceite incremental.

3. ANÁLISIS DE LA IMPLMETACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE ESPUMAS EN CAMPOS PETROLEROS COLOMBIANOS A PARTIR DE LA APLICACIÓN DE UN SCREENING CONCEPTUAL

Los criterios de selección o criterios de *screening* han sido propuestos para la mayoría de métodos de recuperación de aceite tanto secundarios como terciarios. El planteamiento de estos criterios está basado en experiencias de campo reportadas alrededor del mundo. Pueden desarrollarse criterios de selección según las propiedades de la roca y de los fluidos de yacimiento y según los parámetros operacionales de un proceso específico. El planteamiento de criterios de *screening* representa una herramienta útil para el ingeniero de petróleos, ya que permite la selección de campos candidatos a la aplicación de un método de recuperación específico.

El objetivo de este capítulo es plantear los criterios de *screening* de la tecnología de espumas basados en la revisión de experiencias de campo y presentar los resultados, conclusiones y recomendaciones obtenidas de la aplicación de estos criterios a dos campos petroleros colombianos. Adicionalmente, se presentarán algunos criterios necesarios para el diseño de un proceso de este tipo.

3.1 CRITERIOS DE SCREENING DE LA TECNOLOGÍA DE ESPUMAS

En este proyecto se revisaron 39 experiencias de campo de la inyección de espumas como método de recobro mejorado. Las propiedades del yacimiento, los parámetros de diseño y los resultados de estas aplicaciones se encuentran

resumidos en el anexo. Cada experiencia fue clasificada de acuerdo al tipo de aplicación de la espuma (bloqueo y control de movilidad).

Con base en la revisión, se plantearon criterios de *screening* iniciales observándose que la inyección de espumas ha sido aplicada con éxito en un amplio rango de propiedades de yacimiento (ver tabla 6). Sin embargo, este análisis no fue considerado muy representativo para los objetivos de este trabajo. Por ello, se decidió dividir los criterios de acuerdo al tipo de aplicación de la espuma, con el fin de seleccionar intervalos representativos de cada una de éstas. Finalmente, es importante resaltar que los criterios de *screening* aquí presentados están enfocados a propiedades de la roca y de los fluidos del yacimiento y son el resultado del estudio de 21 experiencias exitosas.

Debido a que el número de tratamientos exitosos reportados en la literatura es limitado, no es adecuado aplicar métodos estadísticos para plantear el *screening*, ya que se necesita información confiable y un volumen grande de datos para que se obtengan rangos representativos. Por lo anterior, los criterios planteados en este trabajo obedecen a una selección de los rangos encontrados en las propiedades de los casos de estudio.

Tabla 6. Rangos de aplicación de la inyección de espumas.

Propiedad	Rango de valores
Litología	Areniscas y Carbonatos
Profundidad (ft)	580-13120
Temperatura (°F)	83-225
Permeabilidad (mD)	0,01-4500
Porosidad (%)	1-36,5
Espesor neto (ft)	15,7-437
Presión (psi)	90-5800
Gravedad API del aceite	11,2-52
Salinidad del agua de formación (ppm)	2042,7-21100

3.1.1 Criterios de *screening* de la inyección de espumas para bloqueo de zonas en pozos productores

Los criterios planteados en esta sección fueron divididos de acuerdo al tipo de pozo (productor e inyector) y son presentados en las tablas 7 y 8 respectivamente. En la implementación de espumas a pozos productores, se revisaron aplicaciones en los campos Prudhoe Bay, Rainbow, Soku, Beryl, Snorre y Oseberg (ver anexo). En los tres primeros campos se implementaron varios tratamientos a diferentes pozos. Cada tratamiento se diferenció del otro en costos, diseño y en complejidad operacional.

Del estudio de estos casos de campo, se encontró que la inyección de espumas como agente de control de GOR puede ser aplicada tanto a areniscas como a carbonatos, sin embargo, la mayoría de tratamientos fueron llevados a cabo en areniscas. Adicionalmente, se observó que todos los campos se caracterizaban por tener yacimientos profundos, con altas presiones, altas temperaturas y con crudos de gravedad API alta; condiciones favorables para que se obtengan relaciones gas/aceite significativas. Se encontró también que la tecnología en la mayoría de los casos fue implementada en zonas productoras de gas con espesores grandes y con altas permeabilidades. Lo anterior, debido a que bajo estas condiciones se presenta con mayor facilidad el fenómeno de conificación del gas.

Además del *screening* planteado anteriormente, se identificaron algunos criterios de diseño, tales como:

- La calidad de la espuma en estos pilotos estuvo entre el 65% y el 90%, observándose un mejor resultado en las de mayor calidad (espumas más estables).

- La concentración de surfactante osciló en el rango entre 0,5% y 3%.
- El tiempo de duración del beneficio del proceso estuvo entre 1 semana (Beryl) y 14 meses (Rainbow). Lo anterior, debido a que en Rainbow (80%-90%) se utilizó una espuma de mayor calidad que en Beryl (65%). Por otro lado, la zona tratada en Beryl fue invadida por aceite, situación que desestabilizó la espuma y facilitó su ruptura temprana (el surfactante utilizado no era resistente a la saturación de aceite).
- Se utilizaron todos los métodos de inyección y generación de la espuma (co-inyección, espuma pre-formada y SAG), sin embargo, se obtuvieron resultados más favorables cuando se emplearon espumas pre-formadas.

Tabla 7. Criterios de *screening* para el control de GOR.

Propiedad	Rango de valores	Observaciones
Tipo de litología	Areniscas y Carbonatos	Principalmente arenas
Espesor (ft)	137-300	
Profundidad (ft)	7218-13123	
Temperatura (°F)	172-225	
Presión (psi)	2342,3-5800	
Gravedad API	>27°	
Permeabilidad (md)	250-4500	
Porosidad (%)	8,6-28	

En pozos inyectores se estudiaron aplicaciones de espumas en los campos North Ward Estes, East Vacuum, Slaughter, Greather Aneth, Wasson y Painter (ver anexo), todos estos campos se encuentran ubicados en Estados Unidos. El análisis de los tratamientos exitosos permitió concluir que las espumas como agentes de bloqueo y desvío de fluidos pueden ser aplicadas tanto en areniscas como en carbonatos. Se observó además que la mayoría de casos de campo fueron implementados en zonas con espesores pequeños (<100ft) a diferencia de las experiencias para bloqueo en pozos productores, y en yacimientos someros con bajas presiones, bajas temperaturas y con presencia de crudo liviano. Yacimientos con bajas permeabilidades pero con presencia de zonas ladronas y

fracturas (contrastes de permeabilidad altos) son comunes en este tipo de tratamientos.

Es importante resaltar que los espesores pequeños contribuyen al proceso, ya que disminuyen el volumen de surfactante inyectado y reducen los costos.

Se identificaron además algunos criterios de diseño:

- La calidad de la espuma en estos tratamientos estuvo entre el 50% y el 80%, observándose un mejor resultado en las de mayor calidad.
- La concentración de surfactante osciló en el rango entre 0,1% y 1%.
- El tiempo de duración del beneficio del proceso estuvo entre 1 mes y 6 meses.
- Para la generación de la espuma, se utilizaron los métodos SAG (*very fast SAG*) y co-inyección, obteniéndose mejores resultados con el primero de los métodos. Los casos en donde el tratamiento falló utilizaron co-inyección.

Tabla 8. 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	

3.1.2 Criterios de *screening* de la inyección de espumas control de movilidad

En esta sección, los criterios de *screening* fueron divididos en dos partes, una para procesos de inyección de N₂, CO₂, aire y gas hidrocarburo y otro para procesos de

inyección vapor, ya que cada uno tiene consideraciones diferentes y deben ser tratados de forma individual. En el primero de los casos, se llevaron a cabo revisiones del proceso en campos como Rock Creek, Surakhany, Sian-Shor, Liaohe, Triassic Pool, Somotlor y Snorre (ver anexo). Los criterios de screening resultantes de esta revisión son presentados en la tabla 9.

Tabla 9. Criterios de screening para el mejoramiento del control de movilidad en procesos de inyección de CO₂, N₂, gas hidrocarburo y aire.

Propiedad	Rango de valores	Observaciones
Tipo de litología	Areniscas y Carbonatos	Mayor aplicación en areniscas
Espesor (ft)	15,7-33	
Profundidad (ft)	1968-8202	
Temperatura (°F)	100-194	
Presión (psi)	1551-4350	
Gravedad API	>33°	
Permeabilidad (md)	0,1-3500	
Porosidad (%)	11,5-28	

De la tabla 9 puede notarse que al igual que en las otras aplicaciones, la inyección de espumas como agente de control de movilidad puede emplearse indistintamente a carbonatos y a areniscas, sin embargo, se observó que para este caso se implementó principalmente en areniscas. Adicionalmente, fue aplicada en zonas con espesores pequeños, en yacimientos someros a intermedios, con presiones bajas a altas y con un amplio rango de temperaturas. Se observa también que la tecnología fue implementada con éxito en un amplio rango de permeabilidades y porosidades.

Un criterio de gran importancia en este tipo de aplicaciones es el espaciamiento entre pozo inyector y productor. Desafortunadamente no se cuenta con un valor específico por debajo del cual sea recomendable implementar con éxito la inyección de espumas, pero se cree que los espaciamientos deben ser mucho menores a los empleados en la inyección de polímeros (< 5 acres). Lo anterior,

debido a que a mayores distancias, se hace más difícil la propagación de la espuma en el medio poroso.

A manera de criterios de diseño, se encontró que:

- En las zonas con altas permeabilidades se inyectaron espumas formadas a partir de co-inyección o espumas pre-formadas y en zonas con bajas permeabilidades SAG.
- El tiempo de duración del beneficio del proceso estuvo entre 1 mes y 1 año para estas aplicaciones.

La aplicación de espumas en procesos de inyección de vapor se emplea tanto para la inyección continua como para la cíclica, donde el principal problema es la segregación gravitacional del vapor en proyectos maduros y la baja eficiencia de barrido vertical. Se ha demostrado que a diferencia de la inyección de agua, con la inyección de vapor se pueden alcanzar saturaciones de aceite residual más bajas, en el rango entre 15% y 25%. Más aun en las zonas barridas por el vapor las saturaciones pueden llegar a estar en el rango entre 5 y 15%⁶¹, dejando un gran potencial para técnicas como la inyección de espumas, las cuales pueden mejorar la distribución del vapor en el medio y aumentar por ende el factor de recobro.

En esta sección se presentan 8 aplicaciones de la tecnología de espumas en campos como Midway Sunset (Dome Tumbador, sección 15A y 26C), Athabasca, Kern River (Mecca y Bishop), South Belridge y Cymric (ver anexo). La tabla 10 muestra los criterios de selección para la aplicación de espumas en inyección de vapor según lo observado en las aplicaciones exitosas.

⁶¹HIRASKI, GEORGE J., The Steam-Foam Process. SPE 19505. 1989.

Tabla 10. Criterios de *screening* para el control de movilidad en procesos de inyección de vapor.

Propiedad	Rango de valores	Observaciones
Tipo de litología	Areniscas	Principalmente areniscas
Espesor (ft)	100-310	Mayor éxito en espesores intermedios
Profundidad (ft)	580-1600	
Temperatura (°F)	100-194	
Presión (psi)	90-150	
Gravedad API	11,2-14	
Permeabilidad (md)	500-4000	
Porosidad (%)	29-39	

En todos los pilotos la formación productora a tratar era una arenisca. En general se observaron yacimientos someros menores a 1600 ft, con buena porosidad entre 29 y 39%, con un amplio rango de espesores entre 44 y 437 ft. Espesores demasiado grandes no son recomendables en este tipo de aplicaciones, debido a que aumenta la cantidad de químicos requeridos, como en la aplicación en Dome-Tumbador- campo Midway Sunset. En las aplicaciones exitosas predominaron altas permeabilidades con medios de baja presión. El tipo de aceite presente fue hidrocarburo pesado de alta viscosidad y baja gravedad API. Las dimensiones de los proyectos variaron entre 5,2 acres a 34 acres.

La espuma tiene mayor potencial en el proceso de desplazamiento con vapor cuando las fuerzas viscosas prevalecen sobre las gravitaciones, en yacimientos donde la permeabilidad vertical es diferente de cero, y donde el buzamiento y/o permeabilidad horizontal no son suficientes para que exista un flujo gravitacional importante de aceite calentado, pero si son condiciones favorables para el *override* del vapor⁶¹. Tal es el caso de los pilotos realizados en el campo kern River (buzamiento bajo) donde la espuma aumentó el gradiente de presión y mejoró el desplazamiento, aunque su calidad alta resultó en una respuesta pobre y muy demorada. Por otro lado, bajo consideraciones especiales el buzamiento alto de la formación puede ser favorable si agrava el problema de segregación gravitacional del vapor, como en Midway Sunset.

Del análisis de estos pilotos se determinó que el factor más importante para el éxito o el fracaso del proyecto es el modo de inyección de la espuma. Debido a que son medios de alta permeabilidad y baja presión, la co-inyección fue aplicada en todos los casos, dando como resultado un aumento en la producción de hidrocarburos. En algunas aplicaciones donde se utilizaron volúmenes grandes de surfactante, las ganancias del proyecto se vieron afectadas por el aumento en los costos. Con el fin de optimizar la respuesta del proceso y de inyectar una menor cantidad de surfactante, se empleó la co-inyección intermitente, como es el caso de Midway Sunset (sección 15A y sección 26C) y South Belridge.

La calidad de la espuma es otro parámetro de diseño que tiene gran influencia; altas calidades como en Kern River generaron espumas de muy baja movilidad, las cuales se movieron muy lentamente en el medio poroso ocasionando una respuesta pobre. En el caso de Cymric, la alta calidad ocasionó que no se generara la espuma.

3.1.3 Consideraciones de diseño

La revisión de experiencias de campo permitió identificar que la permeabilidad y la presión son los parámetros más críticos que influyen en el diseño y éxito de un proyecto de inyección de espumas. Estos parámetros son determinantes en la selección del método de inyección y generación de la espuma. En capítulos anteriores se indicó la relevancia de la selección adecuada del método de inyección y generación en el éxito de una aplicación con espumas y el efecto que ejerce la presión y la permeabilidad en la estabilidad de las mismas (el aumento en estas dos propiedades estabiliza las espumas y aumenta su FRM).

En aplicaciones para bloqueo de zonas en pozos inyectoros y productores profundos (altas presiones de formación), se recomienda emplear el método de inyección SAG (a bajas concentraciones de surfactante: < 0,5% p/p), ya que éste genera los menores FRM en comparación a los métodos de co-inyección y espuma pre-formada. Lo anterior, es de gran utilidad en el mantenimiento de la inyectividad durante el bombeo del tratamiento. Cuando se presentan problemas de inyectividad que no son manejados adecuadamente, podría inducirse la formación de fracturas en el yacimiento, las cuales afectarían seriamente la eficiencia del método de recobro. Por otro lado, en formaciones bastante permeables (>250 mD según la revisión de experiencias de campo), el método SAG podría facilitar la segregación gravitacional de las fases gaseosa y líquida, ocasionando una generación mínima o nula de la espuma en el medio poroso. Esto fue evidente en campos como Prudhoe Bay (pozos productores 2-12 y 7-4), Rainbow (pozo productor 7-18) y Soku (pozos productores Soku 30L, Elwa 14T y Soku 29S). En estos casos se recomienda utilizar un *very fast SAG* con ciclos de inyección muy cortos. En procesos de bloqueo en pozos productores no tan profundos, el método más implementado es la inyección de espuma pre-formada.

En procesos de control de movilidad aplicados a yacimientos profundos también se recomienda emplear el SAG a bajas concentraciones como método de generación, para asegurar inyectividad y flujo de la espuma a grandes profundidades de penetración.

La revisión también permitió afirmar que no es recomendable emplear la co-inyección a altas concentraciones de surfactante (>0,5% p/p) y a calidades altas, cuando se tienen formaciones con muy baja permeabilidad (< 28mD), ya que genera espumas de FRM alto que ocasionan disminución considerable en la inyectividad y en el peor de los casos fracturamiento de la formación. Lo anterior ocurrió en campos como Slaughter EMU 68 y Painter. Sin embargo, el uso de co-

inyección en el campo South Belridge funcionó, debido a que se inyectó una espuma de baja calidad con una concentración de surfactante baja. La co-inyección es aplicable principalmente a formaciones con alta permeabilidad.

En conclusión, 1) cuando se tienen yacimientos con altas presiones y altas permeabilidades, se recomienda emplear una co-inyección o un *very fast SAG* a concentraciones de surfactante bajas; 2) cuando se tienen formaciones con bajas presiones y altas permeabilidades una co-inyección a concentraciones de surfactante normales es recomendable; 3) para yacimientos con baja permeabilidad y baja presión, la co-inyección a bajas concentraciones de surfactante y el SAG a concentraciones normales podrían ser efectivos; finalmente 4) en yacimientos con alta presión y baja permeabilidad se recomienda emplear un SAG a concentraciones bajas o intermedias.

La utilización de espumas pre-formadas se lleva a cabo principalmente en tratamientos cercanos a los pozos productores para mitigar la conificación de gas. Sin embargo, en campos como Surakhany y Sian-Shor la inyección de una espuma pre-formada para control de movilidad resultó exitosa.

Por otro lado, es recomendable antes de proceder al diseño de un tratamiento con espumas identificar muy bien el problema a solucionar, el tipo de espuma a inyectar y la zona a tratar. Lo anterior, es considerado de gran relevancia. Propiedades como la temperatura, la presión, la salinidad de la formación y la viscosidad del aceite influyen en el diseño del surfactante y como tal en la eficiencia del proceso. Otros criterios de diseño identificados de la revisión son presentados en la tabla 11.

Tabla 11. Parámetros de diseño de la inyección de espumas.

PARÁMETRO	PROBLEMAS			
	Pozos Inyectores		Pozos Productores	
	Canalización	Override	Canalización	Override
Factor de reducción de movilidad (FRM)	Alto	Moderado	Alto	Alto
Propagación a grandes distancias	No es necesario	Necesario	No es necesario	No es necesario
Estabilidad de las lamellas	Alta	Moderada	Alta	Alta
Tolerancia a la salinidad, a la S_o y a la temperatura	Necesaria			
Tiempo de vida de la espuma	Lo más alto posible			
Inyección continua de espuma	No es necesaria	Necesaria	No es necesaria	No es necesaria

3.2 APLICACIÓN DE LOS CRITERIOS DE SCREENING

3.2.1 Campo Cupiagua

El campo Cupiagua se encuentra ubicado en Casanare (ver figura 20). Fue descubierto en 1993 con la perforación del pozo Cupiagua A-1 y se encuentra bajo el contrato de asociación Santiago de las Atalayas. Este campo produce de tres formaciones denominadas Mirador, Barco y Guadalupe. De las tres formaciones, la que más aporta producción y reservas es Mirador. La distribución de las formaciones es uniforme a lo largo del campo y a pesar de tener bajas porosidades, son buenos yacimientos dada su alta permeabilidad y el tipo fluidos que contienen. Cupiagua produce crudo muy liviano y gas condensado, el cual en la mayoría de los casos es utilizado para su reinyección. La inyección

de gas tiene como fin mejorar la recuperación de condensado depositado en el yacimiento y mantener la presión. Hasta la fecha este campo posee 47 pozos.

Cupiagua es considerado un yacimiento naturalmente fracturado. Lo anterior, es atribuido a su complejidad estructural. Debido a esto, la mayor parte del gas de inyección es canalizado a través de fracturas irrumpiendo rápidamente en los pozos productores y dejando zonas sin barrer. Esto hace que el proceso sea menos eficiente. Por ello, consideramos que este campo sería un excelente candidato para implementar un proceso de inyección de espumas, como agente de bloqueo de fracturas a nivel de pozos inyectores.

Figura 20. Ubicación del campo Cupiagua.



3.2.1 Aplicación

Como se mencionó anteriormente, Cupiagua produce de tres formaciones. Sin embargo los criterios de screening solo serán aplicados a Mirador (yacimiento principal). La tabla 12 muestra la aplicación del *screening* planteado para aplicaciones de bloqueo y desvío de fluidos a las propiedades del campo Cupiagua-Mirador.

Tabla 12. 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

La tabla 12 muestra que solo tres criterios aplican a las condiciones del campo Cupiagua. La conclusión a la que se llegaría, es que según la base de datos consultada en este proyecto, este campo no sería un candidato para un proceso de inyección de espumas.

La información disponible en la literatura, no ha registrado aplicaciones de espumas como agente de bloqueo en yacimientos con propiedades y características como Cupiagua. Sin embargo, debido a que la base de datos aún es muy limitada, ya que pocas aplicaciones se han llevado a cabo a nivel mundial, se considera que el proceso podría ser aplicado siempre y cuando se realizaran estudios más profundos como simulación de yacimientos y pruebas de laboratorio que corroboraran el beneficio de la tecnología bajo estas condiciones.

3.2.2 Campo Teca

Se encuentra ubicado en la cuenca del valle medio del Magdalena. El yacimiento presenta un límite horizontal asociado a la falla de Cocorná y básicamente corresponde a una extensión que comprende los campos Nare, Underriver y Jazmin, los cuales están relacionados a la misma falla. En general es una arenisca

somera con profundidad entre 1200-2500 pies de origen fluvial, constituida por una secuencia de sedimentos poco consolidados y con un buzamiento pequeño (entre 5-7°). Además, produce un crudo pesado de gravedad API entre 11,5-12,5 ° con viscosidad de 36000 cp a 90°F.

En el yacimiento se pueden identificar dos unidades estratigráficas principales, dentro de las cuales se encuentran dos zonas productoras. La primera corresponde a formaciones conformadas por areniscas conglomeráticas con espesores de hasta 48 pies intercaladas por arcillas, mientras la segunda corresponde a areniscas de grano grueso con espesores de hasta 19 pies separadas por arcillas. Entre dichas secuencias se ha encontrado una discordancia que funciona como sello para la migración vertical de los fluidos.

Este campo inicio su producción en el año de 1981 y en 1984 se implementó la inyección cíclica de vapor. A la fecha, en promedio en cada pozo se han llevado a cabo 14 ciclos. A mediados de 1992 en el campo la producción cayó por el cierre de unos pozos y desde entonces no se ha podido recuperar.

La selección de este candidato fue realizada con base en el estado de madurez del proceso de inyección cíclica de vapor, también porque posee un buzamiento relativamente bajo y alta permeabilidad, propiedades favorables para el fenómeno de *overriding*. Además, la estratigrafía del campo es similar a otros proyectos de inyección cíclica de vapor en la cuenca del valle medio del magdalena, este hecho permite extrapolar los resultados al resto de campos.

Tabla 13. Aplicación del *screening* de espumas para el control de movilidad a partir en procesos de inyección de vapor en el campo Teca.

Propiedad	Screening	Propiedad	Calificación
Tipo de litología	Areniscas	Arenisca	Aplica
Espesor neto (ft)	100-310	200	Aplica
Profundidad (ft)	580-1600	1900	No aplica
Porosidad (%)	29-39	28-29 %	Aplica
Presión (psi)	90-150	875	No aplica
Gravedad API	11,2-14	11,5-12,5	Aplica
Permeabilidad (md)	500-4000	780-1080	Aplica

En general de acuerdo a la tabla 13, el campo sería un candidato para estudios más profundos, pues la mayoría de los criterios se cumplen. Solo dos parámetros no se satisfacen para este caso. Sin embargo, debido a que la base de datos contiene un número pequeño de aplicaciones, no se puede excluir estos valores que están muy cercanos a los rangos presentados. No obstante, las condiciones estratigráficas del campo indican que en este tipo de yacimiento las intercalaciones de arcillas en los espesores delgados de arena restringen el flujo vertical de los fluidos, eliminando la posibilidad de que se presente un *overrideing* importante del vapor durante los ciclos. Por esta razón, el campo no tiene potencial para la aplicación de un tratamiento con espumas para el control de la movilidad.

Los campos con esquemas de explotación que incluyen la inyección de vapor en la cuenca del valle medio del Magdalena no tienen potencial para la aplicación de espumas para el control de movilidad. Porque presentan secuencias estratigráficas similares, donde se pueden encontrar formaciones productoras que contienen una serie de intercalaciones de arcillas que separan espesores delgados de areniscas similares al caso de Teca, tales como Nare, Jazmín y Palagua.

CONCLUSIONES

1. Debido a las pocas experiencias de campo de la inyección de espumas reportadas en la literatura, la base de datos estudiada en este proyecto es limitada, razón por la cual no fue adecuado utilizar métodos estadísticos para el planteamiento de los criterios de *screening*. Los criterios de selección presentados en este trabajo obedecen a la selección de los rangos encontrados en las propiedades de los casos de estudio.
2. Teniendo en cuenta que la tecnología de espumas se aplica a un amplio rango de yacimientos, se plantearon criterios de *screening* de acuerdo al tipo de aplicación de la espuma, ya sea como agente de bloqueo en pozos productores e inyectores y como agente de control de movilidad, a fin de tener en cuenta consideraciones propias de cada aplicación.
3. La selección del problema a solucionar y la zona a tratar son factores que deben definirse antes de proceder a un diseño de un proceso de inyección de espumas.
4. La profundidad, la temperatura, la presión, la salinidad y la viscosidad del aceite son propiedades importantes en la selección adecuada del surfactante, mientras que la porosidad es considerada un parámetro poco relevante en la implementación de un proyecto de inyección de espumas.
5. La permeabilidad y la presión son considerados los parámetros más críticos en el diseño e implementación de un proyecto con espumas. Estas propiedades son de gran utilidad en la selección adecuada del método de inyección y generación de la espuma. La co-inyección es eficiente en formaciones

permeables con baja presión, mientras que la inyección SAG es útil en formaciones con baja permeabilidad y alta presión.

6. Después de revisar que las condiciones estratigráficas de las formaciones donde se inyecta vapor en Colombia no favorecen el *overriding* y que las características de la roca y las propiedades del fluido de Cupiagua no se ajustan a los criterios de *screening* encontrados en este trabajo, se afirma que la inyección de espumas bajo las condiciones actuales de los yacimientos existentes no tiene gran potencial en el país.

RECOMENDACIONES

1. Antes de implementar un proyecto con espumas se aconseja llevar a cabo estudios más profundos como pruebas de laboratorio en núcleos, para seleccionar tipo, concentración y adsorción de surfactante, estabilidad de la espuma bajo condiciones de yacimiento, método de inyección más adecuado, y estudios de simulación que permitan estimar el beneficio que se obtendría con el tratamiento.
2. Ampliar la base de datos con experiencias reportadas en revistas, libros y otras fuentes con el fin de alimentar el *screening* y reunir suficiente información que permita utilizar métodos estadísticos para estimar qué propiedades influyen más en un proceso de inyección de espumas.
3. Enriquecer la base de datos de la herramienta software EORS desarrollada en el Grupo de Investigación Recobro Mejorado con información recolectada en este proyecto, a fin de que se pueda evaluar la posible respuesta de un yacimiento a la inyección de espumas con base en aplicaciones previas del proceso.

BIBLIOGRAFÍA

1. ZHDANOV, Stanislav., AIYAN, A.V., SURGUCHEV, Leonid y CASTANIER, Louis. "Application of Foam for Gas and Water Shut off: Review of Field Experience". SPE 39914. 1996.
2. SRIVASTAVA, Mayank., ZHANG, Jieyuan., NGUYEN, Q y POPE, Gary. "A Systematic Study of Alkaline-Surfactant-Gas Injection as an EOR Technique". SPE 124752. 2009.
3. LAKE, Larry. "Enhanced Oil Recovery".
4. HOLSTEIN, Edward y LAKE, Larry. "Petroleum Engineering Handbook". Volume V.
5. ZHU, T., STRYCKER, A., RAIBLE, C.J y VINEYARD, K. "Foams for Mobility Control and Improved Sweep Efficiency in Gas Flooding". SPE 39680. 1998.
6. SHENG, J. J., MAINI, B. B., HAYES, R. E y TORTIKE, W. S. "Experimental Study of Foamy Oil Stability". PETSOC 97-04-02. 2004.
7. MANNHARDT, Karin., NOVOSAD, J.J y SCHRAMM, L.L. "Comparative Evaluation of Foam Stability to Oil". SPE 60686. 2000.
8. TURTA, Alex y SINGHAL, Ashok. "Field Foam Application in Enhanced Oil Recovery Projects: Screening and Design Aspects". SPE 48895. 1998.
9. KOVSCEK, A.R y BERTIN, H.E. "Estimation of Foam Mobility in Heterogeneous Porous Media". SPE 75181. 2002.

10. CHOU, S.I y PISIO D.L. "CO₂ Foam Field Trial at North Ward-Estes". SPE 24643, 1992.
11. NGUYEN, Q.P., ALEXANDROV, A. V., ZITHA, P. L y CURRIE, P. K. "Experimental and Modeling Studies on Foam in Porous Media: A Review". SPE 58799, 2000.
12. 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.
13. MARTINS, J.P., MC DONALD, J.M., STEWARD, C.G y PHILLIPS, C.J. "The Management and Optimization of a Major Wellwork Program at Prudhoe Bay". SPE 30649. 1995.
14. SKJAEVELAND, S.M., SKAUGE, Arne., HINDERAKER, Leif y SISK, Carl. "A Norwegian Research Program on Improved Oil Recovery, Program Summary-RUTH". 1996.
15. FANTOFT, S. "Reservoir Management of the Oseberg Field after Four Years Production History". SPE 25008. 1992.
16. STEELE, L.E y ADAMS, G.E. "A Review of the Northern North Sea's Beryl Field after Seven Years Production". SPE 12960. 1984.
17. GRANT, I.C. "Beryl Reservoir Management Study: The Solution of a Complex Problem". SPE 26779. 1993.
18. CHUKWUEKE, V.O., BOUTS, M.N y DIJKUM, V. "Gas Shut-off Treatments". SPE 39650. 1998.

19. COSMO, C y FATOKE, O. "Challenges of Gas Development: Soku Field Oil Rim Reservoirs". SPE 88894. 2004.
20. LIN, Yugu y YANG, Guanglu. "A Successful Pilot Application for N₂ Foam Flooding in Liaohe Oilfield". SPE 101188. 2006.
21. LLU, P.C y BESSERER, G.J. "Application of Foam Injection in Triassic Pool, Canada: Laboratory and Field Test Results". SPE 18080. 1988.
22. Patzek, T.W y Koinis, M.T. "Kern River Steam-Foam Pilots". SPE 17380.1990.
23. Heller, J.P., Boone, D.A y Watts, R.J. "Field Test of CO₂ Mobility Control at Rock Creek". SPE 14395. 1985.
24. WONG, F.Y., FONG, D.K y Mc INTYRE, F.J. "Design and Field Trial Application of Foam in Production Wells to Improve Conformance". PETSOC 97-02-01. 1997.
25. MARTIN, F. D., STEVENS, J. E. And HARPOLE, K. J., CO₂-Foam Field Test at East Vacuum Grayburg/San Andres Unit. SPE 27786. 1995.
26. STEVENS, J. E., HARPOLE, K. J. And ZORNES D. R., CO₂-Foam Field Verification Pilot Test at EVGSAU: Phase II-Foam Injection Design and Operating Plan. SPE 24622. 1992.
27. TSAU, Jyun-Syung., Et al. CO₂-Foam Field Verification Pilot Test at EVGSAU Phase IIIA: Surfactant Performance Characterization and Quality Assurance. SPE 27785. 1994.

28. STEVENS, J.E y MARTIN, F.D. CO₂ Foam Field Verification Pilot Test at EVGSAU: Phase IIIB--Project Operations and Performance Review. SPE 27786.1995.
29. HARPOLE, K. J., SIEMERS, W. T. S. And GERARD, M. G., CO₂-Foam Field Verification Pilot Test at EVGSAU: Phase IIIC-Reservoir Characterization and Response to Foam Injection. SPE 27798. 1994.
30. SKAUGE, A., AARRA, M.G., SURGUCHEV, L y MARTINSEN, H.A. Foam-Assisted WAG: Experience from the Snorre Field. SPE 75157. 2002.
31. TORE, B., AARRA, M.G., SKAUGE, A., RASMUSSEN, L., HARALD K y CELIUS, A. Foam for Gas Mobility Control in the Snorre Field: The FAWAG Project. SPE 78824. 2002.
32. SVORSTOL, I., VASSENDEN, F y MANNHARDT, K. Laboratory Studies for Design of a Foam Pilot in the Snorre Field. SPE 35400. 1996.
33. HOEFNER, M.L., EVANS, E.M., BUCKLES, J.J y JONES, T.A. CO₂ Foam: Results from Four Developmental Field Trials. SPE 27787. 1995.
34. MOHAMMADI, S.S., VAN SLYKE, D.C y GANONG, B.L. Steam-Foam Pilot Project in Dome-Tumbador, Midway-Sunset Field. SPE 16736. 1989.
35. MOHAMMADI, S.S y TENZER, J.R. Steam-Foam Pilot Project at Dome-Tumbador, Midway Sunset Field: Part 2. SPE 20201. 1990.
36. KUEHNE, Donald L., EHMAN, Deborah I.; EMANUEL, Alan S y MAGNANI, Charles F. Design and Evaluation of a Nitrogen-Foam Field Trial. SPE 17381. 1990.

37. PLOEG, J.F y DUERKSEN, J.H. Two Successful Steam/Foam Field Tests, Sections 15A and 26C, Midway-Sunset Field. SPE 13609. 1985.
38. HIRASKI, George J. The Steam-Foam Process. SPE 19505. 1989.
39. MUIJS, H.M., KEIJZER, P.P.M y WIERSMA, R.J. Surfactants for Mobility Control in High-Temperature Steam-Foam Applications. SPE 17361. 1988.
40. Zhen-quan Li, Xin-wang Song, Qi-wei Wang, Li Zhang, Ping Guo y Xiang-liang Li. Enhance Foam Flooding Pilot Test in Chengdong Of Shengli Oilfield: Laboratory Experiment And Field Performance. IPTC 13575. 2009.
41. ROMERO, C., VALERO, E.M., ÁLVAREZ, J.M y ROMERO, O.M. Designing a Mobility Control Foam for Western Venezuela Reservoirs: Experimental Studies. SPE 69543. 2001.
42. JONAS, T.M., CHOU, S.I y VASICEK, S.L. Evaluation of a CO₂ Foam Field Trial: Rangely Weber Sand Unit. SPE 20468. 1990.
43. HENRY, R.L., FISHER, R., PENNELL, S y HONNERT, M.A. Field Test of Foam to Reduce CO₂ Cycling. SPE/DOE 35402. 1996.
44. GARCÍA, M. Optimization of a CO₂ Flood Design-Wasson Field West Texas. Texas A&M University. August 2005.
45. California Oil and Gas Fields, Volumes I, II and III. Vol. I (1998), Vol. II (1992), Vol. III (1982). California Department of Conservation, Division of Oil, Gas, and Geothermal Resources (DOGGR). 1,472 pp. Midway-Sunset information pp. 280-290.

46. GONZALEZ, Andres. y PINILLA, Jaime. Evaluación de procesos de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados mediante el análisis de la eficiencia térmica: aplicación campo teca. Tesis pregrado GRM-UIS. 2009

ANEXO

Tabla 1a. Tratamiento en pozos inyectoros-Información general de los campos.

Campo	Ubicación	Método de recobro	Problema	Función de la espuma	Tamaño del proyecto
Greater Aneth P19 [McElmo Creek Unit]	Utha, E.U.	Inyección de CO ₂ miscible (WAG)	Canalización por zona ladrona de 500 mD y 5 ft de espesor	Bloqueo y desvío	Patrón de nueve puntos invertido que cubre 160 acres
Greater Aneth R21 [McElmo Creek Unit]	Utha, E.U.	Inyección de CO ₂ miscible (WAG)	Canalización por zona ladrona de 500 mD y 5 ft de espesor	Bloqueo y desvío	Patrón de nueve puntos invertido que cubre 160 acres
North Ward Estes	Texas, E.U.	Inyección de CO ₂	Irrupción temprana de CO ₂ por presencia de zonas ladronas	Bloqueo y desvío de fluidos	Patrón de cinco puntos invertido de 40 acres (4 tratamientos)
Rock Creek	Virginia, E.U.	Inyección de CO ₂	Eficiencia de barrido del CO ₂ pobre-segregación gravitacional	Control de movilidad	Se aplicó al pozo productor PI-2 y el beneficio se registró en el pozo de observación OB-2. El área del patrón fue 19,65 acres
Slaughter 31 [East Mallet Unit]	Texas, E.U.	Inyección de CO ₂ miscible	Canalización por zona ladrona (50 mD y 4 ft de espesor) y GOR excesivo en el pozo P98	Bloqueo y desvío de fluidos	Patrón de 5 puntos invertido de 40 acres de área
Slaughter 68 [East Mallet Unit]	Texas, E.U.	Inyección de CO ₂ miscible	Canalización por zona ladrona (50 mD y 4 ft de espesor) y GOR excesivo en el pozo P98	Bloqueo y desvío de fluidos	Patrón de 5 puntos invertido de 40 acres de área
Vacuum [EVGSAU]	New Mexico, E.U.	Inyección de CO ₂ miscible (WAG)	Canalización severa por una zona ladrona (250mD) y eficiencia de barrido pobre	Bloqueo y desvío	Patrón de 9 puntos invertido, cubre 60 acres
Wasson [ODC Unit]	Texas, E.U.	Inyección de CO ₂ miscible	Canalización por zona ladrona, alta producción de CO ₂	Bloqueo y desvío de fluidos	pozo inyector 324 y productor 455

Tabla 1b. Tratamiento en pozos inyectores- Información general de los campos.

Campo	Ubicación	Método de recobro	Problema	Función de la espuma	Tamaño del proyecto
Athabasca	Alberta, Canadá	Inyección cíclica de vapor	Conformance vertical pobre-segregación gravitacional	Control de movilidad	Pozo productor H3
Cymric [section 26W]	California, E.U.	Inyección de vapor	Ruptura prematura debido a la migración buzamiento abajo del vapor y poco espaciamiento. Segregación y canalización del vapor en los primeros 10ft.	Control de movilidad	Patrón 4-10W de 34 acres
Kern River (Arena Bishop)	California, E.U.	Inyección de vapor	Eficiencia de barrido del vapor inyectado pobre-	Control de movilidad	Se aplicó a cuatro patrones de cinco puntos invertidos de 12 y 14 acres
Kern River (Arena Mecca)	California, E.U.	Inyección de vapor	Eficiencia de barrido del vapor inyectado pobre-Segregación gravitacional	Control de movilidad	Se aplicó a cuatro patrones de cinco puntos invertidos de 12 y 14 acres
Midway Sunset [Domo Tumbador]	California, E.U.	Inyección de vapor	Eficiencia de barrido del vapor inyectado pobre-Segregación gravitacional	Control de movilidad	Se aplicó a 4 patrones invertidos de cinco puntos y cubre 5,2 acres
Midway Sunset [Seccion 15 A]	California, E.U.	Inyección de vapor	Segregación gravitacional	Control de movilidad	Patrón del pozo inyector 9-8W
Midway Sunset [Seccion 26 C]	California, E.U.	Inyección de vapor	Eficiencia de barrido del vapor inyectado pobre-Segregación gravitacional	Control de movilidad	Patrón del pozo inyector 76AW
South Belridge	California, E.U.	Inyección de vapor	Baja eficiencia de barrido y segregación gravitacional	Control de movilidad	Dos patrones [517 -518] de 9 puntos invertido, cada uno de 10 acres

Tabla 1c. Tratamiento en pozos inyectores- Información general de los campos.

Campo	Ubicación	Método de recobro	Problema	Función de la espuma	Tamaño del proyecto
Liaohé	China	Inyección de N ₂	Segregación gravitacional (diferencia significativa entre la densidad del N ₂ y el aceite del yacimiento)	Bloqueo y control de movilidad	Se realizó inicialmente al patrón 19-141 y se entendió después a nueve patrones más
Painter	Wyoming, E.U.	Inyección de N ₂	Conificación y canalización del N ₂	Bloqueo	Pozo inyector 23-32 y pozos productores 12-31B y 13-31B.
Sian-Shor	Apsheron, Azerbaiyán	Inyección de aire	Eficiencia de barrido del aire inyectado pobre	Control de movilidad	Se implementó en seis pozos inyectores
Snorre	Mar del Norte, Nw	WAG (Hc) buzamiento abajo	Canalización del gas de inyección	Control de movilidad	En BFC pozo P25-A y en el BFO pozo inyector P-32
Somatlor	Rusia	Inyección de gas (Hc)	Segregación gravitacional del gas de inyección	Control de movilidad	Se aplicó a un patrón de cuatro puntos invertido
Surakhany	Apsheron, Azerbaiyán	Inyección de aire	Eficiencia de barrido pobre del aire inyectado- segregación gravitacional	Control de movilidad	Se aplicó inicialmente a un pozo inyector y posteriormente fue extendido a veinte pozos más
Triassic Pool	Canadá	Inyección de gas (Hc) miscible	Segregación gravitacional del gas de inyección	Control de movilidad	Se aplicó a dos patrones de siete puntos invertidos de 316 acres

Tabla 2a. Tratamiento en pozos inyectoros-Propiedades petrofísicas y de los fluidos de la zona.

Campo	Formación productora	Litología	D (ft)	H_n (ft)	P (psi)	T (°F)	Ø (%)	K (mD)	S_r (mg/L)	° API	μo (cp)
Greater Aneth P19 [McElmo Creek Unit]	Paradox	Arenisca	5741	49	2170	125	3- 12%	0,01-1000	-	40-42	-
Greater Aneth R21 [McElmo Creek Unit]	Paradox	Arenisca	5741	49	2170	125	3- 12%	0,01-999	-	40-42	-
North Ward Estes	Yates	Arenisca / Dolomita heterogénea	2600	60	1100	83	18	15	-	37	1,4
Rock Creek	Big Injun	Arenisca	1975	24,6	-	73	21,7	21,5	180000	43	3,2
Slaughter 31 [East Mallet Unit]	San Andres	Dolomita	5000	98	1750	107	1 -18%	0,01 - 28	-	33	-
Slaughter 68 [East Mallet Unit]	San Andres	Dolomita	5000	98	1750	107	1 -18%	0,01 - 28	-	33	-
Vacuum [EVGSAU]	San Andres /Grayburg	Dolomita	4400	71	2100	101	11,7	11	-	38	-
Wasson [ODC Unit]	San Andres	Dolomita	5100	98	1805	105	12	10	-	33	-

Tabla 2b. Tratamiento en pozos inyectoros-Propiedades petrofísicas y de los fluidos de la zona.

Campo	Formación productora	Litología	D (ft)	H_n (ft)	P (psi)	T (°F)	Ø (%)	K (mD)	S_r (mg/L)	° API	μo (cp)
Athabasca	Mc Murray	Arenisca bituminosa	656	134,5	-	-	36	-	-	-	> 2'000.00 0
Cymric [section 26W]	Amnicola	Arenisca [Buza entre 15-45°]	1000	44	150	100	39	500- 2000	-	12,6	2000
Kern River (Arena Bishop)	Bishop	Arenisca Sucia	656	65	-	-	30	-	-	13	-
Kern River (Arena Mecca)	Mecca	Arenisca Sucia	1000	74	-	-	30	-	-	13	-
Midway Sunset [Domo Tumbador]	Upper Potter	Arenisca [Buza entre 14-18°]	1600	437	-	95	34	~4000	-	11,2	-
Midway Sunset [Seccion 15 A]	Potter	Arenisca [Buza 20°]	1100	310	89,7	95	36,5	3900	-	13	900 [120 °F]
Midway Sunset [Seccion 26 C]	Upper Monarch	Arenisca [Buza 20°]	1200	260	89,7	95	29	1390	-	14	1500 [105 °F]
South Belridge	Tulare	Arenisca poco consolidada	580	100	-	95	35	1500- 3500	-	12,9	1600

Tabla 2c. Tratamiento en pozos inyectores-Propiedades petrofísicas y de los fluidos de la zona.

Campo	Formación productora	Litología	D (ft)	H_n (ft)	P (psi)	T (°F)	Ø (%)	K (mD)	S_r (mg/L)	° API	μo (cp)
Liaohé	Xinglongtai	Arenisca	3543	-	1551,48	121	28,7	1080	-	-	11-12,9
Painter	Nugget	Arenisca	9711	1000	4500	174	12	7	-	44	-
Sian-Shor	-	Arenisca	1968 - 2624	-	-	100- 104	-	0,1	-	-	-
Snorre	Starfjord	Arenisca	8202	120	4350	194	25	400- 3500	-	-	0,8
Somatlor	AB1-1	Arenisca	5249	-	2610	140	-	50	-	-	1,5
Surakhany	-	Arenisca	1968 - 2624	-	-	100- 104	-	0,1	-	-	-
Triassic Pool	Sulphur Mountain	Coquina dolometizada	6981	15,7	2549	190	11,5	25-200	-	-	0,414

Tabla 3a. Tratamiento en pozos inyectoros-Parámetros del proceso y resultados. Parte 1

Campo	Método de inyección	Tipo de surfactante	C _s (% p/p)	Pre flujo	Calidad Espuma (%)	FRM	T _v (semanas)	Resultados
Greater Aneth P19 [McElmo Creek Unit]	SAG	CD-128 y CD-145	1-0,5	no			32	Resultado pobre. La producción de aceite aumentó en un 10%, El GOR se redujo en un 40%.
Greater Aneth R21 [McElmo Creek Unit]	SAG y Co-inyección	CD-128 y CD-145	2, 1 y 0,5	no	95 -98			Se presentaron problemas operacionales con la co-inyección que llevaron a una producción mínima de aceite.
North Ward Estes	Very fast SAG (1 día surfactante- 1 día CO ₂)	CHASER CD 1040 (AOS)	0,1-0,5	Si	50-80	7-15	4-24	La tasa de producción aumentó de menos de 1 bpd a 15 bpd en el primer tratamiento y disminuyó a lo largo de éste y durante el segundo. Con el tercer tratamiento alcanzó un valor máximo de 80 bpd, el cual cayó un mes después a 15 bpd. La inyectividad del CO ₂ se redujo en un 40% y 80% y el beneficio en la aplicación más exitosa fue de seis meses. La q _o y la tasa de producción de CO ₂ aumentaron y disminuyeron respectivamente en varios pozos del patrón, mostrando que la inyección de la espuma generó un desvío areal
Rock Creek	Co-inyección continua	Alipal CD-128	0,05 y 0,1 en pre-flujo	Si	80	-	0	La reducción de la movilidad del CO ₂ fue mínima y no se observó desplazamiento de aceite del pozo inyector al pozo de observación.
Slaughter 31 [East Mallet Unit]	SAG	CD-128	1	-	-	10	8	La producción de aceite aumentó entre 16 y 22 BOP. En promedio la producción de gas para el pozo P98 se redujo en un 50%.

Tabla 3a. Tratamiento en pozos inyectores-Parámetros del proceso y resultados. Parte 2

Campo	Método de inyección	Tipo de surfactante	C _s (% p/p)	Pre flujo	Calidad Espuma (%)	FRM	T _v (semanas)	Resultados
Slaughter 68 [East Mallet Unit]	Co-inyección	CD-129	1	-	80-60	10	-	La producción de aceite disminuyó, no se pudo controlar el gas en el productor P91 y algunas veces excedió la capacidad de medición.
Vacuum [EVGSAU]	Very fast SAG	Chaser CD-1045	0,25	si	80	33-50	-	Se logró desviar un 12 % de los fluidos de la zona ladrona. El tiempo de ruptura del gas aumentó y el GOR disminuyó, esto permitió controlar el comportamiento del pozo problema. La producción de aceite incremental fue de 14700 bbl.
Wasson [ODC Unit]	1 Bache	Chaser CD-1045	0,5	-	-	-	0,5	Se redujo el GOR en 30% y también el reciclo de CO ₂ en los dos pozos productores.

Tabla 3b. Tratamiento en pozos inyectores-Parámetros del proceso y resultados. Parte 1

Campo	Método de inyección	Tipo de surfactante	C _s (% p/p)	Pre flujo	Calidad Espuma (%)	FRM	T _v (semanas)	Resultados
Athabasca	Co-inyección continua e intermitente	SD 1020	0,1-0,5	-	80	-	-	La producción de aceite se duplicó.
Cymric [section 26W]	Co-inyección	Chaser CD-1045 /N ₂	0,32	-	85-56		52	Durante la prueba el índice de productividad del pozo aumentó, la producción incremental de aceite fue de 100 BOPD. La espuma solo se formó cuando se redujo la calidad.

Tabla 3c. Tratamiento en pozos inyectoros-Parámetros del proceso y resultados. Parte 2

Campo	Método de inyección	Tipo de surfactante	C _s (% p/p)	Pre flujo	Calidad Espuma (%)	FRM	T _v (semanas)	Resultados
Kern River (Arena Bishop)	Co-inyección continua	AOS 16-18 + 4% p/p de NaCl	0,5	No	90	Bajo	-	Recuperación de 8,5% del OOIP después de cinco años de aplicación. La propagación de la espuma fue lenta debido a la alta calidad (resultado pobre).
Kern River (Arena Mecca)	Co-inyección continua	AOS 16-18 + 4% p/p de NaCl	0,5	No	90	Bajo	-	Recuperación del 14% del OOIP en Mecca después de cinco años de aplicación. La propagación de la espuma fue lenta debido a la alta calidad (resultado pobre).
Midway Sunset [Domo Tumbador]	Co-inyección Continua	AOS-1618/N ₂	0,51 - 0,24	-	60	-	-	La producción de aceite incremental [patrón y algunos pozos periféricos] fue de 1234791 bbl, además se evidenció una mayor eficiencia en la distribución del calor.
Midway Sunset [Seccion 15 A]	Co-inyección intermitente	Sulfonato/ N ₂	0,5	-	50	-	-	La producción de aceite incremental fue de 53000 bbl [entre may de 1983 y sept de 1984]. Un pozo aumento 100% su producción y los pozos cercanos al inyector disminuyeron su producción de agua caliente.
Midway Sunset [Seccion 26 C]	Co-inyección intermitente	Sulfonato/ N ₂	0,5	-	58	-	-	La producción de aceite incremental fue de 15000 bbl [entre dic de 1983 y sept de 1984]. En algunos pozos la producción aumentó 158% y la producción de agua disminuyó.
South Belridge	Co-inyección continua / intermitente	Linaer Toluene Sulfonate /N ₂	1 / 0,5	si	45	-	64	La producción de aceite incremental fue de 183000 bbl. Se mejoró la eficiencia de barrido en las zonas E y C. El vapor flujo más lento.

Tabla 3d. Tratamiento en pozos inyectoros-Parámetros del proceso y resultados. Parte 1.

Campo	Método de inyección	Tipo de surfactante	C _s (% p/p)	Pre flujo	Calidad Espuma (%)	FRM	T _v (semanas)	Resultados
Liaohe	SAG y co-inyección	-	0,3-2	No	-	-	-	La producción del patrón 19-141 aumentó de 110 bpd a 147 bpd-366 bpd. La producción acumulada durante dos años y siete meses fue 213303 bbl. Se recuperó 9,75% del OOIP de los nueve patrones después de 54 meses de inyección. La producción de aceite en el área ocupada por los nueve patrones aumentó de 1144 bpd a 1685,9 bpd después de dos meses de aplicación.
Painter	Preformada	Propiedad Chevron	0,5	si	60	-	-	La tasa de producción cayó un 50% y el corte de gas aumentó. La producción continuó cayendo con el tiempo. El tratamiento generó un daño el perfil de inyección.
Sian-Shor	Espuma pre-formada en rocas permeables y SAG en rocas poco permeables	-	-	No	-	-	24-48	Casi todos los pozos respondieron favorablemente a la inyección (75 productores y 6 inyectores). Cada pozo inyector fue tratado una o dos veces al año. La inyección de espumas fue considerada comercialmente viable durante 14 años en este campo.
Snorre	SAG	AOS	0,5-0,2	-	-	-	-	La producción de aceite incremental fue de 1572452 bbl y el GOR disminuyó.
Somatlor	SAG	NEONOL AF + 0,05% p/p poliacrilamida	1	-	-	-	24	La inyectividad del gas se redujo a la mitad y la q _o se duplicó por cerca de seis meses.

Tabla 3e. Tratamiento en pozos inyectoros-Parámetros del proceso y resultados. Parte 2

Campo	Método de inyección	Tipo de surfactante	C _s (% p/p)	Pre flujo	Calidad Espuma (%)	FRM	T _v (semanas)	Resultados
Surakhany	Espuma pre-formada	-	-	No	-	-	36	Se redujo la movilidad del aire en un factor de 2 a 3 y se duplicó la producción de aceite en los productores cercanos al pozo inyector tratado. Debido a los buenos resultados arrojados por la prueba piloto, 20 pozos inyectoros más fueron tratados. De los 57 pozos productores asociados, la irrupción se redujo considerablemente en 16. En 28 de los pozos no se observó ruptura durante los 9 meses del tratamiento. La q _o aumentó en un 35%, obteniéndose un acumulado de 36650 bbl (en 9 meses).
Triassic Pool	SAG	Dowfax	1-5	No	90	30	4-8	Disminución significativa del GOR

Tabla 4. Tratamiento en pozos productores-Información general de los campos.

Campo	Ubicación	Método de recobro	Problema	Función de la espuma	Tamaño del proyecto
Beryl	Mar del Norte, UK	Inyección de gas en la cresta	Alta producción de gas por <i>gas cusping</i>	Bloqueo-Control de GOR	Pozo productor B-30Z
Oseberg	Mar del Norte, Nw	Inyección de gas inmiscible	Alta producción de gas por conificación	Bloqueo-Control de GOR	Pozo productor B-27
Prudhoe Bay	Alaska, E.U.	Inyección de gas miscible en la cresta	Alta producción de gas en los pozos más cercanos a la parte superior de la estructura-Conificación	Bloqueo-Control de GOR	Pozo productor 2-12
					Pozo productor 7-4
					Pozo productor 15-15
Rainbow	Alberta, Canadá	Inyección de gas miscible e inmiscible	Alto reciclo de gas y declinación en la producción de aceite	Bloqueo-Control de GOR	Pozo productor 07-18
					Pozo productor 02-32
Snorre	Mar del Norte, Nw	WAG	Ruptura prematua por avance del frente de gas.	Control de GOR	Pozo productor P-18
Soku	Nigeria	Empuje por capa de gas	Alta producción de gas por conificación	Bloqueo-Control de GOR	Pozo productor AHIA-S9
					Pozo productor Soku 12T
					Pozo productor Soku 30 L
					Pozo productor Ubie 08T
					Pozo productor Elwa 14T
					Pozo productor Elwa 11T
					Pozo productor Soku 28L
Pozo productor Soku 29S					

Tabla 5. Tratamiento en pozos productores- Propiedades petrofísicas y de los fluidos de la zona.

Campo	Pozo	K (mD)	Formación productora	Litología	D (ft)	H _n (ft)	P (psi)	T (°F)	Ø (%)	S _f (mg/L)	°API	μ _o (cp)
Beryl	B-30Z	50-800	Beryl medio	Arenisca	13123	137,8	3625-5801	212	22	-	-	0,5
Oseberg	B-27	2000-4000	Oseberg	Arenisca homogénea	7218	216	3625-5800	212	20-27	-	-	0,43
Prudhoe Bay	2-12	300-700	Sadlerochit	Arenisca	9842	-	3500-3800	225	20	21100	27	-
	7-4	300-700										
	15-15	300-700										
Rainbow	07-18	4500	Keg River	Dolomita	-	207,1	2342,3	184	8,6	-	-	0,047
	02-32	4500										
Snorre	P-18	8000	Upper Stafjord (S10)	Arenisca		300	4351	194				
Soku	AHIA-S9	250-745	Ahia	Arenisca	7500-12800	-	3742-4423	172-183	21-28	2042,7	27-52	-
	Soku 12T	1771-4826	Soku									
	Soku 30L	1492-1570										
	Ubie 08T	130-800	Ubie									
	Elwa 14T	625-1500	Elwa									
	Elwa 11T	539-814										
	Soku 28L	870-1500	Soku									
	Soku 29S	1486-1570										

Tabla 6. Tratamiento en pozos productores-Parámetros del proceso. Parte 1.

Campo	Pozo	Método de inyección	Tipo de surfactante	C _s (% p/p)	Pre flujo	Calidad Espuma (%)	FRM	T _v (semana)	DPE (ft)
Beryl	B-30Z	Inicialmente SAG y después espuma pre-formada	CHASER GR 1080 (AOS)	1	Si	65	-	1	20
Oseberg	B-27	Very fast SAG	AOS C ₁₄₋₁₆	1,8	No	65	-	24	32
Prudhoe Bay	2-12	Inyección de surfactante y formación de la espuma durante la producción del pozo	CHASER GR 1080 (AOS)	0,5	No	-	-	0	-
	7-4	SAG			No	-	-	0	-
	15-15	Espuma pre-formada			Si	65	-	6	18
Rainbow	07-18	Espuma pre-formada y SAG	CHASER GR 1080 (AOS)	0,5	Si.	-	-	0	-
	02-32	Espuma pre-formada					80-90	-	56

Tabla 6. Tratamiento en pozos productores-Parámetros del proceso. Parte 2.

Campo	Pozo	Método de inyección	Tipo de surfactante	C _s (% p/p)	Pre flujo	Calidad Espuma (%)	FRM	T _v (semana)	DPE (ft)
Snorre	P-18	SAG y co-inyección	AOS C ₁₄ /C ₁₆	1-2					49-65
Soku	AHIA-S9	SAG	AOS+ 1% p/p de poliacrilamida	3	No	-	-	48	16-32
	Soku 12T	SAG						1	16-32
	Soku 30 L	SAG						3	16-32
	Ubie 08T	SAG						4	16-32
	Elwa 14T	SAG	Fluorado	1				0	16-32
	Elwa 11T	SAG	AOS+ 1% p/p de poliacrilamida	3				-	16-32
	Soku 28L	SAG y co-inyección						-	16-32
	Soku 29S	SAG	Fluorado	1				-	16-32

Tabla 7. Tratamiento en pozos productores-Resultados. Parte 1.

Campo	Pozo	Resultados	Factores negativos que contribuyeron al fracaso total o parcial del tratamiento
Beryl	B-30Z	El GOR aumentó a una tasa lenta durante los primeros días y permaneció bajo durante un periodo de tiempo de 7 días. Este tiempo fue suficiente para pagar los costos del tratamiento.	-
Oseberg	B-27	El GOR disminuyó en un 65% y permaneció bajo durante seis meses	-
Prudhoe Bay	2-12	No hubo formación de la espuma en el medio poroso. Durante los primeros días se produjo un volumen de agua similar al volumen bombeado lo que demuestra el fracaso del tratamiento. No hubo incremento en la producción de aceite ni disminución en el GOR	Segregación gravitacional y falta de agitación
	7-4		Segregación gravitacional
	15-15	El beneficio neto de aceite fue de 434 barriles en un periodo de tiempo de mes y medio. La producción de la formación problema se redujo de 75% a 43%.	-
Rainbow	07-18	No hubo formación de la espuma en el medio poroso. Durante los primeros de producción se produjo un volumen de agua similar al volumen bombeado lo que demuestra el fracaso del tratamiento. La producción de aceite disminuyó y el GOR permaneció igual	Presencia de un canal de alta permeabilidad (fractura vertical) que comunica el intervalo de inyección con el intervalo de producción, el cual contribuyó a la segregación del surfactante y al colapso de la espuma pre-formada
	02-32	La producción de aceite aumentó de 144,6 bpd a 333,3 bpd y declinó después de dos semanas, manteniéndose en el rango de 188,69 bpd a 251,59 bpd. El GOR fue reducido de 17107 scf/STB a 3054,9 scf/STB. El GOR aumentó gradualmente hasta su valor inicial después de 14 meses.	-

Tabla 7. Tratamiento en los pozos productores-Resultados. Parte 2.

Campo	Pozo	Resultados	Factores negativos que contribuyeron al fracaso total o parcial del tratamiento
Snorre	P-18	El GOR se redujo en más del 50% en un periodo de 2 mese, y se aumento la producción de aceite proveniente de las zonas inferiores a la del tratamiento. En total se utilizaron 105822 lb de surfactante.	-
Soku	AHIA-S9	Los resultados mostraron una reducción dramática en el GOR desde 7000 scf/STB a 800 scf/STB y un incremento en la producción de aceite de 350 bbl/día a 470 bbl/día. Tiempo después el GOR aumentó a 2400 scf/STB. Sin embargo, permaneció bajo en comparación al GOR antes del tratamiento durante 12 meses.	-
	Soku 12T	El pozo produjo a una tasa de 350 bbl/día y a un GOR de 1650 scf/STB. Debido a un cambio de choque, la tasa de aceite aumentó a 650 bbl/día y el GOR se incrementó a su valor antes del tratamiento de 4000 scf/STB en tan solo una semana. Se intentó cambiar el choque al inicial, sin embargo no se observó cambio en el GOR.	El cambio de choque formó un canal de gas a través de la espuma
	Soku 30L	El tratamiento redujo el GOR por cerca de tres semanas. El GOR se estabilizó finalmente en 6400 scf/STB	Se cree que parte gran parte del surfactante se segregó (debido a la alta permeabilidad de la formación) y muy poco gas lo contactó, por lo que no hubo una generación completa de la espuma. Lo anterior se comprueba por la alta producción de agua durante los primeros días
	Ubie 08T	El GOR disminuyó de 4000 scf/STB a 2300-2500 scf/STB y permaneció por debajo de este valor por cerca de un mes. Después del mes, el choque fue aumentado y el GOR incrementó.	Se presentaron problemas operacionales durante la inyección del tratamiento, lo que ocasionó una disminución en las tasas de inyección de nitrógeno
	Elwa 14T	No hubo reducción en el GOR ni incremento en la tasa de aceite (producción de agua elevada durante los primeros días).	Durante el tratamiento se presentaron problemas operacionales con los equipos de N ₂ . Se cree que el surfactante no generó una espuma estable a las condiciones del yacimiento y que la segregación gravitacional de las fases también contribuyó al fracaso del tratamiento.

Tabla 7. Tratamiento en pozos productores-Resultados. Parte 3

Campo	Pozo	Resultados	Factores negativos que contribuyeron al fracaso total o parcial del tratamiento
Soku	Elwa 11T	El GOR se redujo de 4800 scf/STB a 1600 scf/STB con un choque de 24/64". La producción de aceite disminuyó de 370 bbl/día a 200 bbl/día.	Se presentaron problemas operacionales durante la inyección del tratamiento, lo que ocasionó una disminución en las tasas de inyección de nitrógeno. Se cree que la espuma generó un daño a la zona saturada con aceite, ya que la tasa de crudo disminuyó
	Soku 28L	Después de diez días el pozo fue probado, el GOR registrado fue 3400 scf/STB (6000 scf/STB antes del tratamiento). El GOR siguió aumentando hasta estabilizarse en 4800 scf/STB (valor aún bajo).	-
	Soku 29S	No hubo reducción en el GOR ni incremento en la tasa de aceite (producción de agua elevada durante los primeros días).	Durante la inyección del tratamiento no se observó aumento en la presión, lo que evidencia la no formación de la espuma en el medio poroso. Lo anterior es atribuido a la segregación gravitacional, debida a las altas permeabilidades

Nomenclatura

Hc= gas hidrocarburo; D= profundidad; H_n= espesor neto; P= presión; T= temperatura; Ø= porosidad; K= permeabilidad; S_f= salinidad del agua de formación; °API= gravedad API del aceite; μ_o= viscosidad del aceite; C_s= concentración del surfactante; Pre flujo= pre flujo de surfactante; FRM= factor de reducción de movilidad; T_v= tiempo de vida de la espuma; DPE= distancia de penetración de la espuma.