



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Efecto de la Concentración del Químico Disperso en la Formación de Espumas en Medios Porosos

Por:

Alirio Alonso Ocampo Flórez; IP

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas – Departamento de Procesos y Energía
Medellín, Colombia

Mayo 2016

Efecto de la Concentración del Químico Disperso en la Formación de Espumas en Medios Porosos

Alirio Alonso Ocampo Flórez

Tesis de investigación presentada como requisito parcial para optar al título
de:

Magister en Ingeniería de Petróleos.

Director:

Ph.D. Sergio Hernando Lopera Castro

Codirector:

Ph.D. Juan Manuel Mejía Cárdenas

Este trabajo de investigación se enmarca en el proyecto:

“EVALUACIÓN EXPERIMENTAL Y PRUEBA PILOTO DE RECOBRO
MEJORADO DE HIDROCARBUROS EN EL PIEDEMONTTE LLANERO
MEDIANTE LA INYECCIÓN DE GAS MEJORADO CON AGENTES
QUÍMICOS”

Soportado por los Grupos de Investigación:

Yacimientos de Hidrocarburos y
Termodinámica Aplicada y Energías Alternativas

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas – Departamento de Procesos y Energía
Medellín, Colombia
Mayo 2016

A mi familia más cercana:
mi esposa Patricia y mi hija Juliana

AGRADECIMIENTOS

La realización de este proyecto de investigación no hubiese sido posible sin el concurso, motivación y el apoyo de muchos actores, incluyendo a mi familia, mis compañeros de trabajo, la Universidad Nacional de Colombia, y por supuesto Equión Energía Limited y Ecopetrol.

Agradecimiento muy especial a Equión Energía Limited y a Ecopetrol por soportar el programa de pruebas experimentales que permitió el desarrollo de esta investigación, y permitirme el acceso ilimitado a todos los resultados y la dirección del proyecto para su implementación en un campo del Piedemonte Llanero.

A la Facultad de Minas de la Universidad Nacional sede Medellín, por su diligencia, dedicación y efectividad en la realización de las pruebas experimentales, y los excelentes resultados generados. En especial a mi director Ph.D Sergio Lopera por su liderazgo en los diseños experimentales, y a mi codirector Ph.D. Juan M. Mejía, por su ilustración y claridad sobre los conceptos físico-químicos presentes en los procesos probados y su gran interés en su modelamiento. A ambos profesores por ayudarme a definir las fronteras del proyecto y mantenerme enfocado en los objetivos.

Deseo hacer un reconocimiento especial a mi colega Alejandro Restrepo, quien fue el primero en motivarme y proponer el reto de formar espumas bloqueantes usando químicos dispersos en el gas de inyección. Igualmente al ingeniero de reservorios Carlos Herrera, por su motivación permanente y ser interlocutor crítico y proactivo durante el desarrollo del proyecto.

RESUMEN

Este trabajo presenta el desarrollo conceptual, la evaluación experimental y un piloto de campo para una nueva técnica de implementación de espumas basada en la inyección del químico espumante disperso en la corriente de gas. Esta nueva técnica busca simplificar y reducir costos en la implementación de tratamientos con espumas en proyectos de inyección de gas. Igualmente busca superar la desventaja del volumen limitado de influencia en el reservorio que logran los tratamientos con inyección de bache líquido (SAG).

La base conceptual de esta nueva técnica se basa en la transferencia del químico desde la fase dispersa al agua connata o residual presente en los reservorios bajo explotación, debido al gran potencial químico por el contraste de concentración de espumante entre la fase dispersa y el agua in-situ. Se presenta por primera vez, según el mejor entendimiento del autor, un trabajo experimental sistemático para investigar el efecto de la concentración del químico espumante disperso en la formación de espuma bloqueante en medios porosos consolidados a condiciones de alta presión y temperatura, usando muestras de roca y fluidos representativos del Piedemonte llanero.

Los resultados reportados confirman que efectivamente es posible crear espuma bloqueante en estas condiciones, mediante la inyección del químico espumante disperso en gas en una muestra de roca arenisca a condiciones de saturación residual de aceite y agua, después de haber sido sometido a un proceso extensivo de inyección de gas. La espuma bloqueante se forma siempre y cuando se garantice una velocidad de gas suficientemente alta, y la concentración del químico activo sea mayor a un umbral (>138 ppm para el sistema evaluado). Las pruebas exitosas con espumas 'dispersas' mostraron periodos de estabilidad mucho más largos que los observados usando bache líquido (SAG) a una concentración más alta (2000 ppm). De otro lado, los resultados de las pruebas de adsorción dinámica mostraron menores valores máximos de adsorción para el caso de químico disperso que para el bache líquido, a concentraciones similares.

Esta nueva técnica de espumas fue aplicada en un piloto de campo, donde se inyectaron 600 Bbls de solución espumante dispersa a una relación de 1 Bbl/MM pce, inyectando 20 MM pce durante 2 meses. La inyectividad al gas del pozo fue reducida dramáticamente después de dos semanas de inyección de químico disperso, recuperándose al suspender la inyección de químico y continuar inyectando gas solo. El pozo productor influenciado cambió su tendencia de producción, mostrando incremento en la tasa de aceite y aplanamiento de la relación gas/aceite (GOR), poco tiempo después de finalizar el ciclo de inyección del químico disperso. Estos resultados confirman la aplicabilidad de esta técnica en campo para optimizar la eficiencia de barrido en los procesos de inyección de gas y lograr un mayor recobro de hidrocarburos líquidos.

Palabras Claves: Químico disperso, químico espumante, SAG (Inyección Alternada Surfactante y Gas), bache líquido, adsorción dinámica.

ABSTRACT

This work presents the conceptual development, the experimental evaluation and a field pilot application for a new technique to create in-situ EOR foams based on the injection of the foaming chemical dispersed in the gas stream. This new technique aims at simplifying and reducing costs for the deployment of EOR foams in gas injection based projects, and overcoming the disadvantage of limited reservoir volume of influence obtained during most of the conventional Surfactant Alternating Gas (SAG) implementations.

The concept behind this new technique is the transfer of chemicals from the gas dispersed phase into the connate or residual waters present in the hydrocarbon reservoirs under exploitation, due mainly to the big chemical potential derived from the contrast in chemical concentration between the dispersed phase and the in-situ water. A systematic experimental work is presented for the first time, as far as the author is aware of, investigating the effect of the dispersed chemical (surfactant) concentration on the ability to create blocking foams at high pressure and temperature, and using representative consolidated porous medium and fluids coming from the Piedemonte fields.

Results herein confirm that in fact it is possible to create blocking foam by injecting the foaming chemical dispersed in the gas stream into a consolidated sandstone core at residual oil and water conditions, after being submitted to a gas flooding displacement. This condition is obtained as far as the gas velocity is above a minimum threshold, and the concentration of the active chemical is above certain limit (138 ppm for this case). Successful experiments with foams created by gas dispersed surfactant showed much longer stability periods when compared with results from foams created by the SAG technique at much higher chemical concentration (2,000 ppm). On the other hand, results from dynamic adsorption tests showed similar equilibrium adsorption values when the foaming chemical is injected dispersed in the gas as compared with the liquid batch case, for comparable chemical concentrations.

Application of this novel foams technique was implemented in a field pilot. About 600 Bbls of foaming solution at a rate of 1 Bbl/MM scf were injected in the hydrocarbon gas stream in one gas injector of a Piedemonte field for a period of two(2) months. Gas injectivity in the well was impaired after two weeks of injection, and the oil production well influenced by this injector changed its performance showing incremental oil production and flattening of the gas oil ratio (GOR) shortly after the dispersed chemical injection period. These results confirm that the new technique can be implemented at the field scale, and incremental production can be obtained from it in reservoirs operated under gas injection.

Keywords: Dispersed chemical foamer, SAG (Surfactant Alternating Gas), GOR (gas Oil Ratio), liquid batch, dynamic adsorption

TABLA DE CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS	v
RESUMEN	vi
ABSTRACT	vii
TABLA DE CONTENIDO	viii
ÍNDICE DE TABLAS	ix
ÍNDICE DE FIGURAS	x
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Problema a Resolver y Justificación	4
1.2 Objetivo De La Investigación	5
1.2.1 General.	5
1.2.2 Específicos.	5
2. ESTADO DEL ARTE	6
2.1 Conceptos Básicos Formación de Espumas y Antecedentes.	6
2.2 Antecedentes Formación de Espumas Usando Químicos Dispersos.	7
3. MODELO CONCEPTUAL	9
4. MODELO FÍSICO Y DISEÑOS EXPERIMENTALES	13
4.1 Modelo Físico	13
4.1.1 Sistema de Desplazamiento de Fluidos	14
4.1.2 Sistema de Portanúcleos	15
4.1.3 Sistema de Contrapresión	16
4.1.4 Sistema de Medición de Caidas de Presión y Efluentes	16
4.1.5 Sistema de Regulación de Temperatura	17
4.2 Pruebas Realizadas y Protocolos Experimentales	19
4.3 Muestra de Roca y Fluidos Usados	26
4.3.1 Muestra de Roca Utilizada	26
4.3.2 Fluidos de Reservorio y Químico utilizados	27
5. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS	29
5.1 Resultados Experimentales	29
5.1.1 Pruebas de Estabilidad del Químico Espumante	29
5.1.2 Adsorción del Químico Espumante (PS C1) en Roca representativa	30
5.1.3 Formación de Espuma con Químico Disperso en Gas.	32
5.1.4 Formación de Espuma Usando Bache Líquido (Método SAG)	35
5.2 Discusión de Resultados	35
6. CRITERIOS DE ESCALAMIENTO E IMPLEMENTACION DE PRUEBA PILOTO EN CAMPO	37
6.1 Criterios de Escalamiento	37
6.2 Implementación Prueba Piloto en Campo	38
6.3 Resultados de Prueba Piloto	39
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	40
NOMENCLATURA	42
BIBLIOGRAFÍA	43

ÍNDICE DE TABLAS

Los fenómenos de transferencia y transporte de masa previamente referidos se presentan en la Tabla 3-1.	11
Tabla 4-1. Protocolo Prueba de Estabilidad del Químico Espumante.....	19
Tabla 4-2. Protocolo Prueba de Adsorción Estática de Químico Espumante en Roca.....	20
Tabla 4-3. Protocolo Prueba de Adsorción Dinámica de Químico Espumante en Roca (Bache Líquido).....	21
Tabla 4-4. Protocolo Prueba de Adsorción Dinámica de Químico Espumante en Roca (Químico Disperso en Gas).....	22
Tabla 4-5. Protocolo Prueba de Formación de Espumas con Bache Líquido (SAG).....	23
Tabla 4-6. Protocolo Prueba de Formación de Espumas con Químico Disperso en Gas....	24
Tabla 4-7. Concentraciones Equivalentes de Químico Espumante (PS C1) para las Pruebas de Formación de Espumas Realizadas.	26
Tabla 4-8. Análisis Físico Químico – Formulación Salmuera Sintética.	28
Tabla 5-1. Resultados de Adsorción Estática a Condiciones de Laboratorio para Espumante PS C1. (Reporte ICP 2011 [43]).....	30
Tabla 5-2. Resumen Resultados Experimentales de Formación de Espumas con Químico Disperso y Bache Líquido	36

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 a) Frente de Desplazamiento de Gas sin y con Control de Movilidad; b) Comportamiento Típico Frente de Gas Vertical en Formación Heterogénea.	1
Figura 1-2 Representación Esquemática del Problema, el Concepto, y la Expectativa del Uso de Espumas para Recobro Mejorado de Hidrocarburos.	2
Figura 1-3 Esquemático Radios de Invasión Espuma 'Dispersa' Vs Bache Líquido.	3
Figura 2-1 Estructura General de un Sistema de Espuma (Schramm, 1994 [31]).....	6
Figura 2-2 Mecanismos de Formación de Espumas en Medios Porosos (Adaptado de Ransohoff and Radke, 1988 [33])	7
Figura 3-1 Modelo Conceptual Formación de Espuma con Químico Disperso (Esquema tomado de Valencia, J.D. [40]).....	10
Figura 3-2 Representación Esquemática de Formación y Estabilización de Lamelas. (Esquema tomado de Valencia, J.D. [40]).....	10
Figura 4-1 Montaje Experimental Desplazamientos con Espumas (Esquemático).	13
Figura 4-2 Bomba de desplazamiento Positivo.	14
Figura 4-3 Horno Industrial y Cilindro de Acumulación de Gas.	14
Figura 4-4 Cilindro de Desplazamiento de Líquidos.	15
Figura 4-5 Portanúcleos Hidrostático	15
Figura 4-6 Subsistema de simulación de presión de poro.....	16
Figura 4-7 Transductor de presión diferencial.	17
Figura 4-8 Sistema medición de estabilidad de espuma a condiciones de laboratorio.	18
Figura 4-9 Potenciómetro (Titrino Plus) para Medición de Concentración de Surfactantes.	18
Figura 4-10 Foto y propiedades muestra de roca usada en trabajo experimental.	27
Figura 5-1 Estabilidades químico espumante a Condiciones de Temperatura y Patm.	29
Figura 5-2 Adsorción/Desorción dinámicas espumante en bache líquido.....	31
Figura 5-3 Adsorción dinámica espumante disperso en gas.	31
Figura 5-4 Resultados formación de espuma con químico disperso Caso 1: Qgas: 400 cc/min; [] Sln Esp. Diluida: 21,822 ppm; [] Químico Activo: 3,439 ppm	32
Figura 5-5 Resultados formación de espuma con químico disperso Caso 2: Qgas: 1000 cc/min; [] Sln Esp Diluida: 8,729 ppm; [] Químico Activo: 1,375 ppm.....	33
Figura 5-6 Resultados formación de espuma con químico disperso Caso 3: Qgas: 1000 cc/min; [] Sln Esp. Diluida: 1,746 ppm; [] Químico Activo: 275 ppm.....	33
Figura 5-7 Resultados formación de espuma con químico disperso Caso 4: Qgas: 1000 cc/min; [] Sln Esp. Diluida: 873 ppm; [] Químico Activo: 138 ppm	34
Figura 5-8 Resultados formación de espuma con químico disperso Caso 5: Qgas: 1000 cc/min; [] Sln Esp Diluida: 1,746 ppm; [] Químico Activo: 138 ppm.....	34
Figura 5-9 Resultados prueba formación de espuma en bache líquido	35
Figura 6-1 Ilustración de ejercicio de escalamiento usando el Nc para las condiciones del pozo candidato al piloto de espumas con químico disperso en gas.	37
Figura 6-2 Parámetros operativos durante la inyección del químico disperso.	38
Figura 6-3 Area piloto y comportamiento del pozo productor influenciado por la inyección de solución espumante dispersa.....	39

1. INTRODUCCIÓN

A nivel mundial, el recobro promedio de hidrocarburos líquidos se encuentra alrededor del 30% de los volúmenes originales en sitio (STOIIP), aún después de someter los reservorios a procesos de recobro secundario como inyección de agua ó gas inmisible [1]. Ésto es debido a dos factores principales: a) Las heterogeneidades naturales que presentan la mayoría de reservorios, lo cual hace que los fluidos desplazantes dejen volúmenes importantes sin barrer (pobre eficiencia de barrido); y b) Aún en los volúmenes de reservorio barridos, se queda una cantidad importante de aceite atrapado por las fuerzas capilares (pobre eficiencia de desplazamiento) [2]. Por las razones anteriores, se requiere la implementación de procesos de recobro mejorado (EOR), también llamados 'recobro terciario' donde se utiliza la inyección de calor o de químicos especiales que disminuyen la viscosidad del crudo y/o las tensiones interfaciales en los reservorios con el objeto de disminuir las saturaciones residuales de aceite hasta los niveles más bajos posibles. Además, estos procesos de EOR deben estar acompañados de mecanismos de mejoramiento de eficiencia de barrido con el fin de que logren las metas de recobro incremental y sean económicamente viables [3].

La reinyección de gas miscible o cercano a la miscibilidad es uno de los procesos más eficientes de recobro mejorado en yacimientos de gas condensado y aceite volátil [4]; sin embargo su eficacia se ve fuertemente afectada cuando el yacimiento presenta altas heterogeneidades tales como fracturas naturales ó altos contrastes de permeabilidad. En estos casos el gas se canaliza a través de estos 'corredores' de menor resistencia al flujo, y no barre las zonas de menor permeabilidad, lo cual se traduce en baja eficiencia de barrido y bajos recobros de hidrocarburo. Esta situación se agrava y retroalimenta por el hecho de que al barrerse estas zonas/volúmenes de alta conductividad, la permeabilidad efectiva del gas aumenta, generando una inyección cada vez menos eficiente con altos niveles de reciclo de gas. Además de la ineficiencia generada por las heterogeneidades de origen geológico, la eficiencia de barrido del gas es impactada también por su menor densidad y viscosidad respecto a los fluidos a desplazar (usualmente aceite), lo cual genera segregación gravitacional e interdigitación viscosa [2]. Ver Figura 1.1

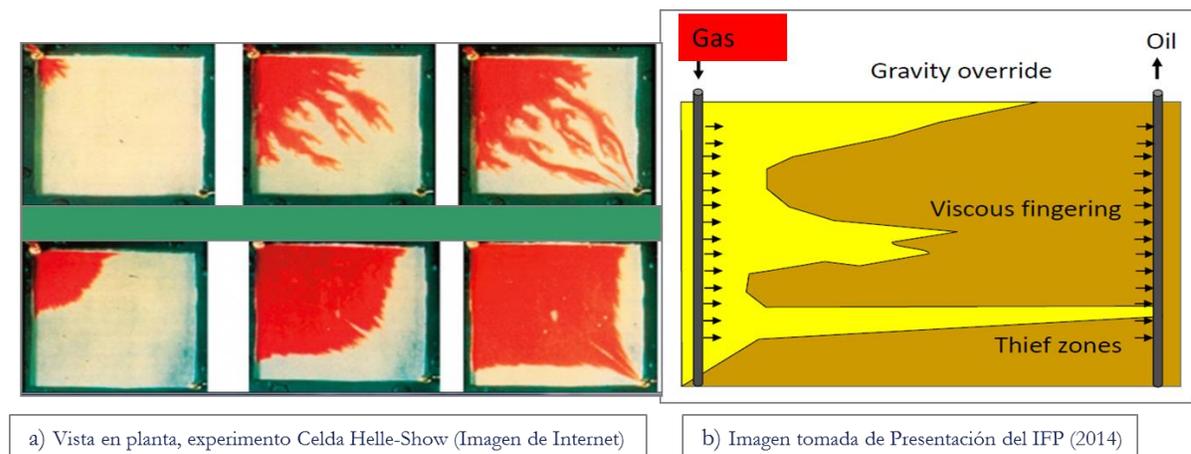


Figura 1-1 a) Frente de Desplazamiento de Gas sin y con Control de Movilidad; b) Comportamiento Típico Frente de Gas Vertical en Formación Heterogénea.

La tecnología de espumas se creó y se continúa desarrollando con el propósito de ‘corregir’ o mitigar las deficiencias de la inyección de gas, y mejorar la eficiencia de barrido en estos procesos, los cuales incluyen gases como CO₂, N₂, Hidrocarburos, Vapor de agua y Aire. De hecho, las espumas son la tecnología que mejor balancea la corrección de perfiles por heterogeneidades de origen geológico y la segregación gravitacional, presentando una eficiencia de bloqueo al gas proporcional a la permeabilidad del medio (al menos para sistemas matriciales) [5]. Igualmente las espumas tienen la ventaja de ser tratamientos de índole temporal debido a que son termodinámicamente inestables, lo cual garantiza que no se genere gas atrapado en los reservorios en el largo plazo; y las hacen ideales para realizar divergencia temporal en tratamientos de estimulación de pozos donde se quiere estimular zonas de baja productividad; y en procesos tipo ‘Huff & Puff’ como los usados en inyección cíclica de vapor, ya que una vez se da la coalescencia (destrucción) de la espuma las zonas tratadas se liberan al flujo sin ningún daño remanente [6].

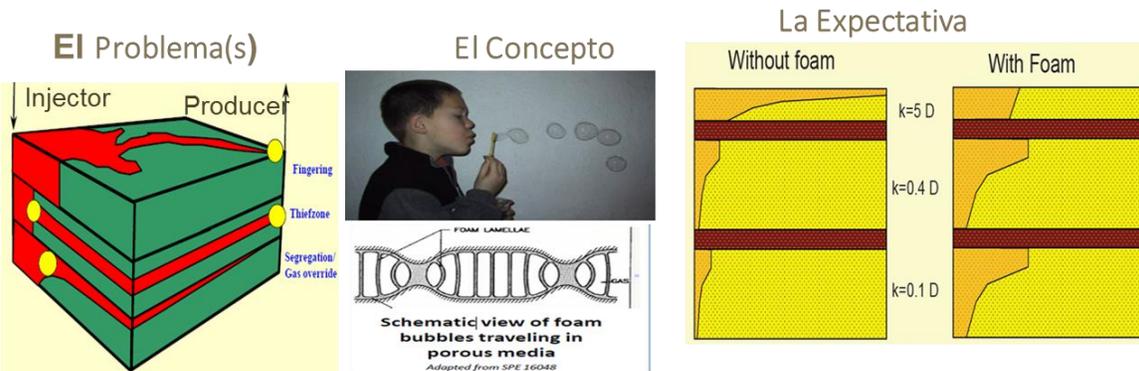


Figura 1-2 Representación Esquemática del Problema, el Concepto, y la Expectativa del Uso de Espumas para Recobro Mejorado de Hidrocarburos.

Hasta ahora, la tecnología ha sido utilizada en diversos proyectos de recobro mejorado (EOR) tales como: Optimización de inyección alternada de agua y gas (WAG) en el campo Snorre en el Mar del Norte [7], [8], [9], [10]; inyección alternada de CO₂ en varios campos de EEUU y Australia [11] y [12]; inyección de vapor en campos de crudo pesado en California, EEUU, como Kern River [13], South Belridge [14] y Midway Sunset [15]; inyección química de Alkali-Surfactante-Polímero (ASP) en el campo Daqing en China [16]; inyección de Nitrógeno(N₂) en el campo Cantarel en México [17] y [18]; Inyección de Aire en el campo Hailer (Mongolia, China) [19]; y más recientemente en los campos Cusiana y Cupiagua en Recetor operados bajo inyección de gas hidrocarburo rico [20] y [21]. También en West Texas (EEUU) en el campo SACROC, donde se implementó un piloto de espumas inyectando el surfactante diluido en CO₂ supercrítico en un proyecto de optimización de inyección de CO₂ miscible [22].

Otras aplicaciones de la tecnología de espumas en la industria de hidrocarburos no relacionadas directamente con recobro mejorado (EOR) son: i) Control de producción de agua [23]; ii) Control de fugas en sistemas de almacenamiento de gas subterráneo [24]; para remediación de acuíferos contaminados [25] y [26]; Control de inyectividad en operaciones de estimulación de pozos con el fin de garantizar la estimulación de las zonas de menor

productividad/inyectividad [27] y [28]; y mejora de levantamiento de pozos de gas con hidráulicas deficientes [29].

La forma como se genera la espuma y se emplaza en el reservorio depende no solamente de las propiedades de los fluidos y la roca del sistema, sino también de la infraestructura existente en el campo/área específica. Las condiciones básicas para la formación de espuma bloqueante en un medio poroso son: que exista suficiente saturación de fase acuosa, acompañada de una concentración mínima de surfactante espumante, y que haya flujo de gas/vapor a una velocidad mínima. Hasta ahora se conocen cuatro estrategias distintas de emplazamiento y generación de espumas en medios porosos: i) Inyección de espuma preformada en superficie; ii) Co-inyección de la solución espumante y el gas; iii) Inyección alternada de solución espumante seguida de inyección de gas (SAG); y iv) Inyección del químico espumante disuelto en CO₂ supercrítico, de tal forma que el surfactante diluido en CO₂ hace partición parcial con el agua del yacimiento, y al vaporizarse parte del CO₂ por efecto de la temperatura se forme la espuma [30]. De las cuatro opciones anteriores, la inyección alternada de solución surfactante y gas (SAG) ha mostrado ser la más efectiva y práctica en la mayoría de aplicaciones; sin embargo, en casos donde se pretende taponar canales de flujo muy grandes como el caso del campo Cantarel (carbonatos cavernosos y fracturados), la inyección de espuma preformada parece ser la mejor alternativa de emplazamiento.

Este proyecto describe el desarrollo de un modelo conceptual, el modelo físico de laboratorio, las pruebas experimentales, y el escalamiento a condiciones de campo del efecto de la concentración del químico disperso en gas, y la relación líquido-gas, en la formación de espumas bloqueantes en medios porosos matriciales consolidados. Las espumas formadas con la estrategia de inyectar el químico disperso en la fase gaseosa busca simplificar el emplazamiento y disminuir los costos de los tratamientos de espuma en pozos inyectoros de gas, y al mismo tiempo lograr una mayor profundidad de penetración y efectividad del tratamiento en proyectos de explotación de hidrocarburos operados bajo inyección exclusiva de gas (ver Figura 1-3).

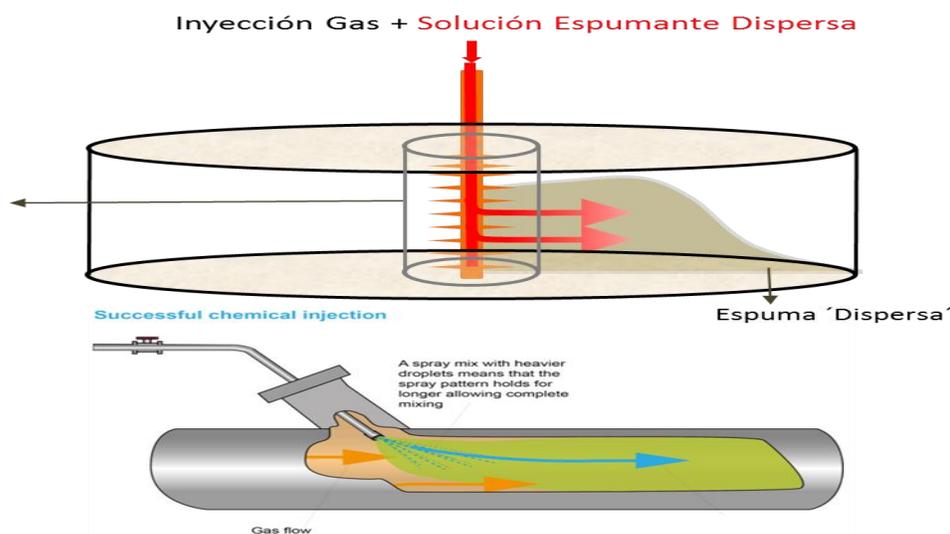


Figura 1-3 Esquemático Radios de Invasión Espuma 'Dispersa' Vs Bache Líquido.

1.1 Problema a Resolver y Justificación

Análogo a la inyección de agua, la eficiencia de los procesos de inyección de gases para soporte de presión y recobro mejorado en los reservorios se ve afectada fuertemente por la canalización de éstos debido a las heterogeneidades de permeabilidad, y a su mayor movilidad respecto a los fluidos objetivo a recuperar. Una dificultad similar enfrentan los proyectos de recobro térmico donde se inyecta vapor de agua, ó se practica la Combustión In-situ (Inyección de aire).

La tecnología de espumas ha demostrado ser efectiva para realizar control de perfiles de inyección y divergencia del flujo de gas a nivel de reservorio, sin embargo, para lograr que las espumas cumplan estas funciones en forma efectiva, se requiere que el 'bache' de espuma penetre lo suficiente en el reservorio, que se forme una espuma de alta calidad, y que ésta se mantenga en forma estable un tiempo suficientemente largo para que pueda hacer la divergencia necesaria del gas y promover trayectorias distintas de flujo entre los pozos inyectoros y los productores. Lograr este propósito en proyectos operados exclusivamente bajo inyección de gas es demasiado retante desde el punto de vista operacional. Además es muy costoso, ya que la inyección de grandes baches de solución espumante líquida requiere de una gran logística externa cuando no se tiene infraestructura instalada de inyección de agua.

El problema que se pretende abordar en este proyecto es el de investigar el efecto de la concentración del químico espumante disperso en la corriente de un gas no condensable en el proceso de formación de espumas bloqueantes creadas mediante esta estrategia; la cual busca mayor eficiencia y simplicidad operativa para la implementación de espumas como mecanismo de mejora de eficiencia de barrido en proyectos de inyección de gas.

La inyección del químico espumante (Surfactante) disperso en el gas, puede simplificar y disminuir costos en la implementación en campo, y garantizar un mayor volumen de influencia del tratamiento en el reservorio, en los proyectos operados exclusivamente bajo inyección de gas (Figura 1-3). Para lograr la formación exitosa de espumas por esta técnica, además del conocimiento de las propiedades de la roca y los fluidos de reservorio e inyección, se requiere del entendimiento y definición de rangos operativos en los cuales debe mantenerse la concentración del químico disperso en gas, la relación líquido-gas de inyección, y las tasas de inyección de gas que garanticen el umbral mínimo de velocidad superficial.

1.2 Objetivo De La Investigación

1.2.1 General.

Investigar el impacto de la concentración del químico disperso en gas en la formación de espumas en medios porosos matriciales y consolidados para mejorar la eficiencia de barrido de hidrocarburos en procesos de inyección de gas.

1.2.2 Específicos.

1. Diseñar e implementar un modelo físico a escala de laboratorio que permita evaluar el impacto de variables operativas en la formación de espuma en el medio poroso inyectando el químico disperso en gas.
2. Evaluar las condiciones de concentración del químico disperso, y relaciones líquido-gas, en las cuales se forman espumas bloqueantes en medios porosos matriciales y consolidados.
3. Proponer un protocolo experimental y de campo para la implementación de procesos de inyección de espumas dispersas en gas, para sistemas de reservorios conformados por cuarzo arenitas, y fluidos volátiles.

2. ESTADO DEL ARTE

2.1 Conceptos Básicos Formación de Espumas y Antecedentes.

Las espumas son dispersiones gruesas o finas de gas en-líquido constituidas por un conjunto de burbujas gaseosas separadas por películas delgadas de líquido llamadas lamelas. Los puntos de unión están compuestos por tres películas que forman ángulos de ciento veinte grados, donde el punto de unión se conoce como el Borde de Plateau o Triángulo de Gibbs (Figura 2.1).

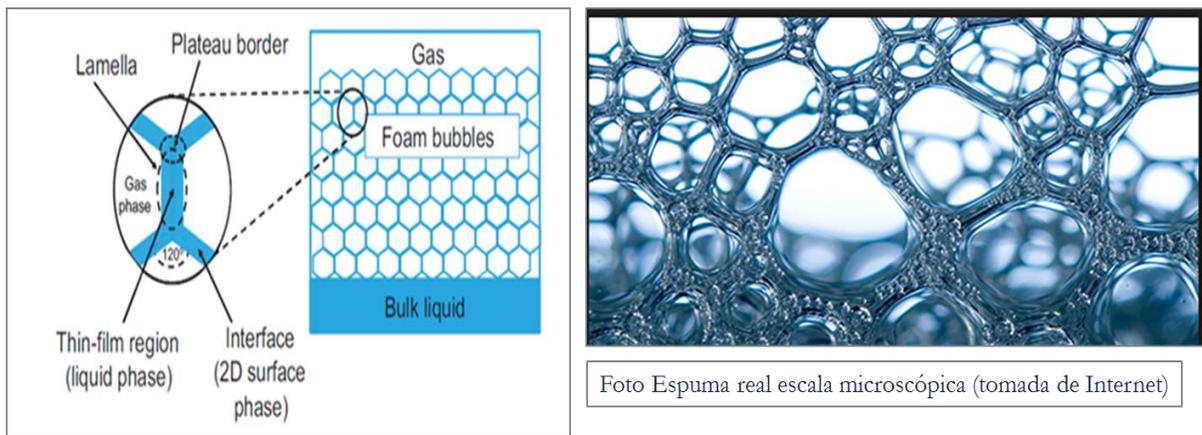


Figura 2-1 Estructura General de un Sistema de Espuma (Schramm, 1994 [31])

La generación de las espumas en medios porosos ha sido históricamente un asunto controversial [32], sin embargo es claro que en su formación intervienen procesos de tipo físico como agitación, burbujeo, etc. y químicos tales como la producción de gases después de una reacción química o bioquímica, o por cambio de estado de líquido ó sólido a gaseoso (hielo seco, por ejemplo). Ransohoff y Radke en 1987 [33], realizaron experimentos del comportamiento de las espumas en empaques de esferas de vidrio, y formularon tres mecanismos que explican la formación de espumas en medios porosos: 'Snap off', División de lamelas, y 'Leave behind'. Nguyen et al en el 2000 [34] resume los mecanismos de la siguiente forma: 'Snap off' es el proceso mecánico que describe la formación de las lamelas cuando el gas empuja una interfaz líquida a través de una garganta de poro, formando una burbuja; éste es el primer mecanismo de generación y usualmente crea burbujas discontinuas que pueden afectar fuertemente la movilidad del gas. La división de lamelas sucede cuando una burbuja es dividida en dos luego de pasar por una bifurcación en el espacio poroso, y sólo se da después del 'Snap Off'. Y el mecanismo 'Leave behind' describe la espuma débil compuesta por lentes de solución surfactante dejados atrás por el flujo de espuma.

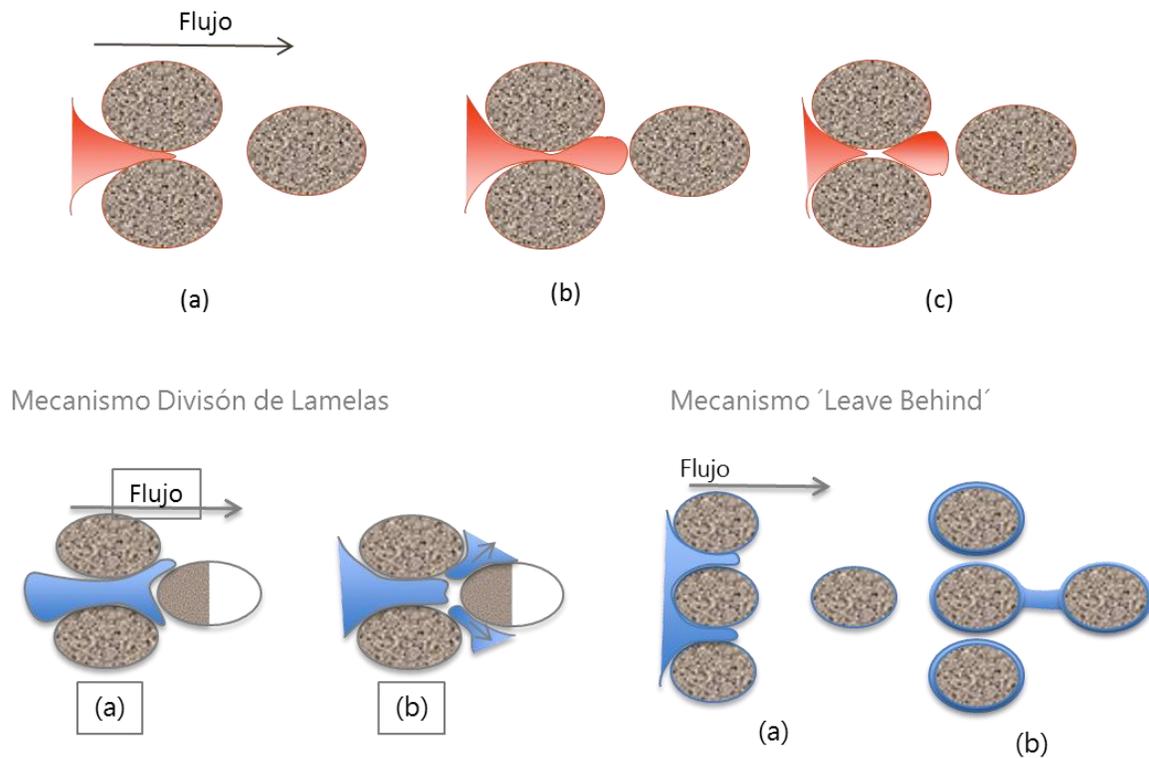


Figura 2-2 Mecanismos de Formación de Espumas en Medios Porosos (Adaptado de Ransohoff and Radke, 1988 [33])

En 2002 los investigadores Gauglitz, Friedman, Kam y Rossen [35] presentan una reseña bastante completa sobre la evolución de las diferentes investigaciones e hipótesis alrededor de los mecanismos y condiciones para la formación de espumas en medios porosos, y también hacen su propia investigación experimental. Por esta razón no se desarrolla este tema en detalle en este reporte y se refiere a los interesados a consultar la referencia.

2.2 Antecedentes Formación de Espumas Usando Químicos Dispersos.

Como se explicó antes en la introducción, existen hasta ahora 4 técnicas o modalidades documentadas de generación e implementación de espumas en medios porosos (i.e. Inyección de espuma pre-formada en superficie, co-inyección de la solución espumante y el gas, inyección alternada de solución espumante seguida de inyección de gas (SAG), y finalmente inyección del químico espumante disuelto en CO₂ supercrítico). La técnica de espuma preformada es la más sencilla desde el punto de vista conceptual, donde la espuma se forma poniendo en contacto las corrientes de solución surfactante y gas en un filtro poroso y permeable ó en algún otro sistema que genere turbulencia, y la espuma se inyecta ya formada al medio poroso. Las técnicas de Co-inyección y de Inyección Alternada Surfactante-Gas (SAG) tienen en común el hecho de que el químico espumante se inyecta diluido en soluciones acuosas al medio poroso, y la generación de la espuma se da por la acción del gas inyectado en paralelo o después de puesto el bache líquido.

La técnica en la cual se inyecta el químico espumante en CO₂ supercrítico, y la espuma se forma in-situ [30], es quizá lo que más se aproxima conceptualmente a la nueva técnica de generación de espuma propuesta en este trabajo. La diferencia fundamental radica en el hecho de que la primera requiere que el gas sea condensable a las condiciones de presión y temperatura de operación (lo cual es fácilmente alcanzable con el CO₂), mientras que la nueva estrategia es diseñada para ser implementada con gases no condensables a condiciones operativas de inyección o de reservorio, lo cual la hace extendible no sólo a CO₂, sino a todos los demás gases usados en campos de hidrocarburos para procesos de recobro secundario y terciario (Gas hidrocarburo, N₂, Flue gas, Aire, etc.). Por lo anterior puede considerarse que no existe un antecedente documentado de esta técnica de emplazamiento de espumas en medios porosos, y ésto lo convierte en un trabajo de investigación original e innovador.

Ambas técnicas de emplazamiento comparten el hecho de usar el agua de formación como elemento constitutivo para la formación de la espuma in-situ, y logran objetivos comunes en cuanto a radios de penetración en el reservorio y efectividad en mejoramiento de eficiencia de barrido. En el caso de inyección del surfactante diluido en CO₂ supercrítico, se aduce una disminución de pérdidas por adsorción del químico en sistemas de carbonatos [22].

3. MODELO CONCEPTUAL

Los procesos de generación, transporte, atrapamiento y coalescencia de espumas 'convencionales', donde los agentes espumantes se diluyen en la fase acuosa y la espuma se forma en superficie o in-situ en el reservorio mediante la interacción con el gas, se encuentran ampliamente documentados en la literatura en cuanto a mecanismos y modelos matemáticos: Apayding y Kavscek, 2000 [36], Ma y Otros, 2014 [37], Chen y Otros, 2008 [38] y Zhang y Otros, 2009 [39]. Sin embargo no puede afirmarse lo mismo para el caso de formación de espumas propuesto en este proyecto, donde el agente espumante es inyectado disperso en un gas no condensable, y se usa la saturación de agua existente en el medio poroso, y el agua dispersa en la solución espumante como fase acuosa para completar las condiciones básicas para la formación de la espuma. El modelo de formación de espumas por este método, requiere de un acoplamiento de los fenómenos de transporte, y transferencia de masa de la solución surfactante dispersa en gas con los demás fluidos presentes (agua y aceite), además de la fenomenología de los procesos de generación, transporte y coalescencia presentes en el caso de las espumas 'convencionales'.

En el presente estudio experimental se usa el agua existente en el medio poroso (Debido a procesos geológicos durante la formación de la roca o agua de inyección), así como el agua que aporta la solución surfactante dispersa por procesos de transferencia por interceptación y el agua presente en el gas como vapor de agua y que se condensa por cambios en presión y temperatura. La solución espumante que se inyecta dispersa en la fase gas en forma de pequeñas gotas se transfiere por interceptación a las fases líquidas principalmente a la fase acuosa, y el químico, por difusión molecular, hace partición a la fase oleica. Una vez el surfactante alcance la concentración micelar crítica (CMC) en la fase acuosa, y bajo las condiciones de flujo de las fases acuosa y gaseosa mínimas para que se den los mecanismos de generación de lamelas como 'Snap off' y división de lamelas, se forma la espuma in-situ en el medio poroso. Dado que el objetivo es formar una espuma 'fuerte' con alta capacidad de bloqueo es importante que exista una saturación relativamente alta de agua, y encontrar la concentración óptima de surfactante que permita lograr este objetivo.

Ahora, para efectos prácticos el surfactante debe ser diluido en agua antes de ser inyectado en forma dispersa al reservorio; ésto con el objeto de reducir los costos de implementación del tratamiento y/o contribuir a la formación de una saturación de agua mínima que permita la formación de la espuma en condiciones de muy baja ó inexistente saturación de agua en el medio poroso, como la encontrada en los primeros pies de formación alrededor de los pozos inyectoros de gas. La presencia del surfactante y del agua en forma de pequeñas gotas en la fase gaseosa aumenta la dificultad de la implementación del modelo de flujo y de generación, ya que estos componentes deben ser transferidos a la fase acuosa para poder describir adecuadamente el proceso físico. El modelamiento de estos fenómenos de transferencia requiere del uso de variables cinéticas de no equilibrio que dependen de las concentraciones y de la velocidad de la fase gas. Además es necesario también tener en cuenta las cinéticas de adsorción y desorción del surfactante en la roca a las condiciones de saturación de fluidos existentes al tiempo de la implementación, ya que de estos valores depende la efectividad y profundidad del tratamiento, y por ende impactará la viabilidad económica del proyecto. La Figura 3-1 describe esquemáticamente los procesos y fenómenos físico químicos

involucrados en la formación y destrucción de espumas cuando el surfactante es inyectado disperso en la fase gas; y la Figura 3-2 ilustra esquemáticamente la formación y estabilización de una lamela en un poro ideal de un medio poroso matricial.

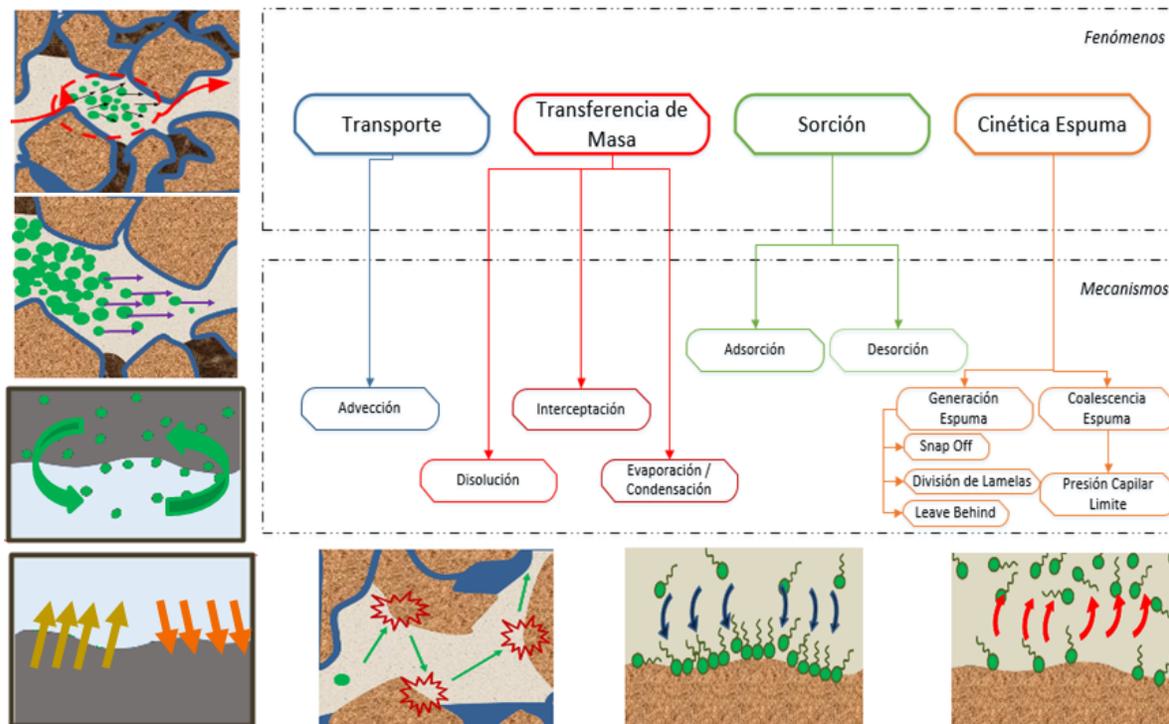


Figura 3-1 Modelo Conceptual Formación de Espuma con Químico Disperso (Esquema tomado de Valencia, J.D. [40]).

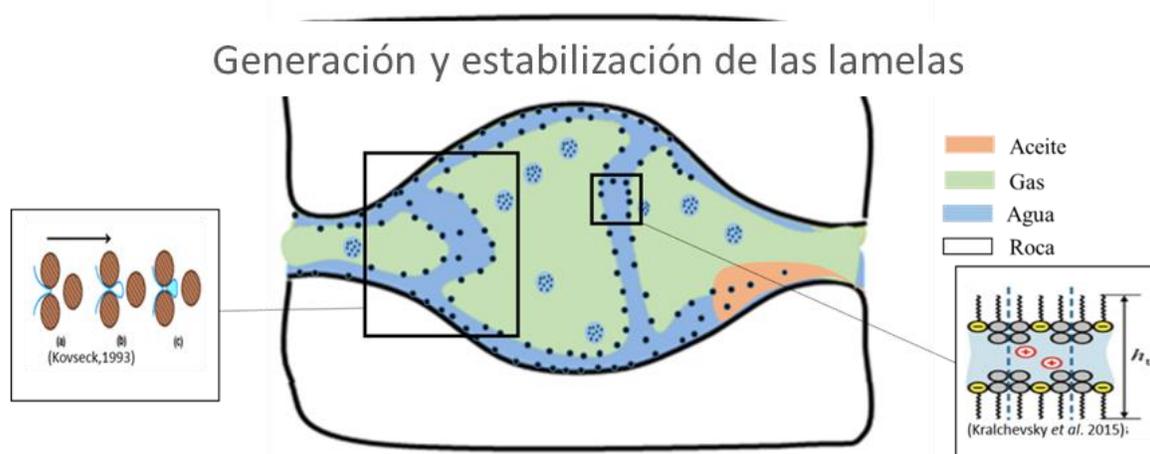


Figura 3-2 Representación Esquemática de Formación y Estabilización de Lamelas. (Esquema tomado de Valencia, J.D. [40]).

Los fenómenos de transferencia y transporte de masa previamente referidos se presentan en la Tabla 3-1.

Tabla 3-1. **Fenómenos de Transferencia de Masa por Componente/Fase.**

Fenómenos de transferencia		
Componente	Fases	Fenómeno
Espumante	G-W	Interceptación
	G-O	Interceptación
	W-O	Interceptación
	G-R	Adsorción Desorción
	W-R	
	O-R	
Aceite (Condensado)	G-O	Condensación
Gas "disuelto"	O-G	Evaporación
Agua	W-G	Evaporación
	G-W	Condensación
		Interceptación

En el presente no existen modelos matemáticos o numéricos completos que permitan representar rigurosamente esta estrategia de generación e implementación de espumas. En paralelo a este proyecto de investigación experimental, se ha desarrollado una tesis de maestría enfocada en el modelamiento matemático y numérico de este proceso (Valencia, J.D., 2016 [40]). Este proyecto de modelamiento está basado en el método de 'Balance Poblacional' de lamelas propuesto inicialmente por Patzek en 1988 (Ecuación 1) [41]. luego desarrollado más ampliamente por Kovscek, Patzek y Radke en 1995 [42]. con el objeto de incorporarlo a un simulador numérico de espumas enfocado en la evolución de la textura en el desplazamiento de la espuma, y proponen relaciones analíticas para los mecanismos de generación y coalescencia de espumas (Ecuaciones 2 y 3) [42].

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi(S_f n_f + S_t n_t)) + \frac{\partial}{\partial x_j}(u_{v,j}^f n_f) - \phi S_v (r_g - r_c) + \dot{q}_f = 0 \quad \text{Ecuación 1}$$

$$r_g = k_1 v_f^a v_w^b \quad \text{Ecuación 2}$$

$$r_c = k_{-1} (S_w) v_f n_f \quad \text{Ecuación 3}$$

$$k_{-1}(S_w) = k_{-1}^0 \left(\frac{P_c}{P_c^* - P_c} \right)^2 \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde t es tiempo, ϕ representa la porosidad de la formación, n es la concentración de espuma (cantidad de burbujas por unidad de volumen de gas), S es la saturación de la fase, μ es la velocidad Darcy, v es la velocidad intersticial, k es un coeficiente de tasa, y q' es el término de fuentes y sumideros de espumas. El subíndice f se refiere a espuma fluyente, t a espuma atrapada, g a fase gas, w a fase acuosa, 1 a generación de espuma y -1 a coalescencia. r_g es el término cinético de generación de espuma, y r_c es el término cinético de coalescencia. P_c representa la presión capilar, y P_c^* es la presión capilar límite de coalescencia de la espuma

Valencia en el 2016 [40] implementa este modelo adicionándole los componentes de transporte del químico disperso en el gas, y de interceptación de éste por parte de la fase acuosa. Con este modelo integrado logra ajustar los resultados experimentales de formación de espumas bloqueantes usando el surfactante disperso en el gas de inyección, obtenidos en el presente trabajo de investigación; y construye un modelo computacional tipo 'single well'. El detalle del desarrollo matemático y numérico desarrollado por Valencia en el 2016 se encuentra plenamente documentado en la referencia [40].

4. MODELO FÍSICO Y DISEÑOS EXPERIMENTALES

La metodología principal de este proyecto se basa en la construcción de un modelo físico de laboratorio, y una serie de diseños experimentales que permitan medir las propiedades fundamentales de la espuma, la adsorción del químico en la roca, y representar el proceso de formación de la espuma tanto para el surfactante en bache líquido, como disperso en gas hidrocarburo, a las condiciones más representativas posibles de los reservorios del Piedemonte Llanero colombiano. Para lograr este objetivo se hizo uso de la infraestructura de laboratorios, y de la experiencia adquirida en la Facultad de Minas de la Universidad Nacional de Colombia – Seccional Medellín, en el área de evaluación de espumas como método de recobro mejorado.

4.1 Modelo Físico

El modelo físico consiste en un montaje experimental que permite inyectar gas y químico surfactante en un medio poroso a condiciones de alta presión y temperatura, además de la inyección estándar de líquidos. Este montaje está constituido por cinco sistemas principales: 1) Desplazamiento de fluidos (gas y líquidos) a alta presión y temperatura; 2) Portanúcleos hidrostático donde se ubica la muestra de roca/empaque diseñado para representar tanto la presión de poro como la de sobrecarga; 3) Sistema de Contrapresión para simular la presión de poro; 4) Sistemas de medición de caídas de presión a través del núcleo, y volúmenes de efluentes; y 5) Sistema de Regulación de Temperatura. Este consiste en un horno industrial donde se instala el portanúcleos y se logra el equilibrio térmico de la muestra y todos los fluidos a inyectar. La Figura 4-1 ilustra esquemáticamente el montaje experimental.

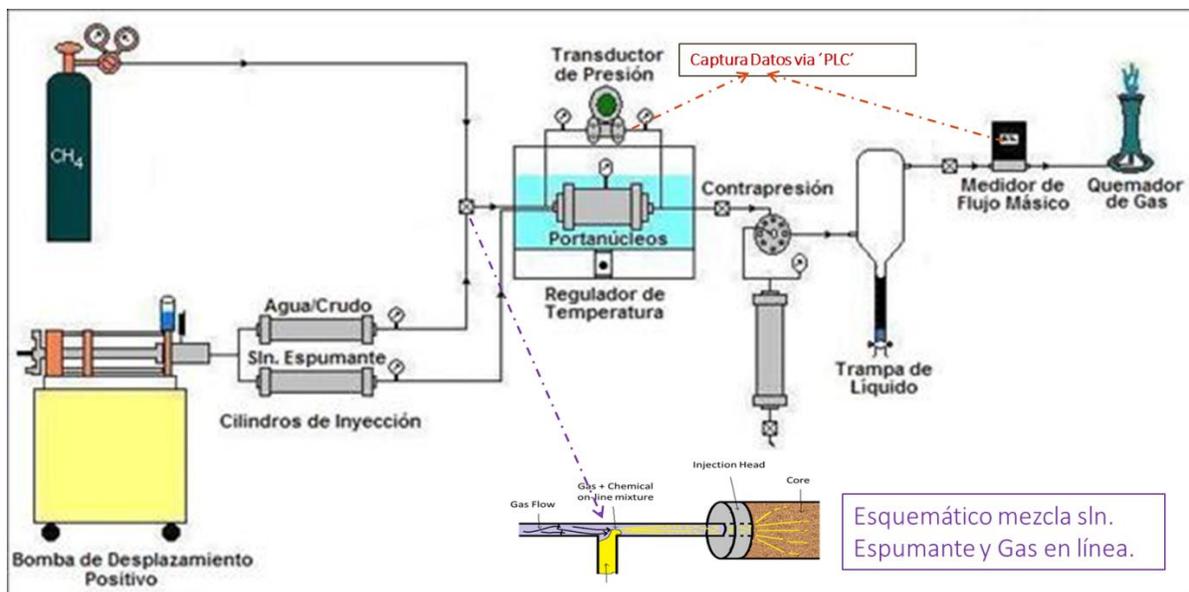


Figura 4-1 Montaje Experimental Desplazamientos con Espumas (Esquemático).

4.1.1 Sistema de Desplazamiento de Fluidos

Este sistema se requiere para inyectar fluidos al medio poroso a las condiciones de presión y temperatura que se requiera, bien sean líquidos tales como salmuera, aceite, solución surfactante, ó gases de diferente tipo. Consta de los siguientes componentes principales:

4.1.1.1 Bomba de desplazamiento positivo: Es este proyecto se utilizaron bombas de desplazamiento positivo de alta precisión tipo para rangos de presión entre 10 y 10,000 psi, y para tasas de flujo entre 0.01 cc y 20 cc por minuto. Ver ilustración en Figura 4-2



Figura 4-2 Bomba de desplazamiento Positivo.

4.1.1.2 Cilindros de Gas de Alta presión: Las pruebas que involucran inyección de grandes volúmenes requieren del uso de cilindros que puedan almacenar volúmenes grandes de gas a altas presiones. Debido a consideraciones de seguridad industrial y a las limitaciones en el mercado nacional, los cilindros usados tenían una presión máxima de 3,000 psi, y un volumen máximo de dos(2) m³. Ver ilustración en Figura 4-3



Figura 4-3 Horno Industrial y Cilindro de Acumulación de Gas.

4.1.1.3 Cilindros de desplazamiento de fluidos líquidos. La bomba no inyecta fluidos directamente al medio poroso, sino que usa un fluido hidráulico de trabajo que llega a los cilindros de desplazamiento de alta presión para desplazar, por medio de un pistón flotante, el fluido requerido para cada prueba. Los cilindros usados fueron comprados en el mercado (marca Temko), o construidos en talleres locales. En ambos casos se garantizó que pudieran manejar presiones de trabajo hasta 5,000 Psi con factores de seguridad suficientemente altos (>30%). Ver Figura 4-4.



Figura 4-4 Cilindro de Desplazamiento de Líquidos.

4.1.2 Sistema de Portanúcleos

Para este proyecto se utilizaron portanúcleos de tipo hidrostático, como el ilustrado en la Figura 4-5, diseñados para operar a presiones de poro de hasta 5,000 psi, y presiones de confinamiento de hasta 10,000 psi. Igualmente el sistema tiene la flexibilidad de trabajar con núcleos entre 1" y 2" de diámetro, y longitudes entre 2" y 12". El portanúcleos es básicamente un recipiente cilíndrico de acero inoxidable de alta resistencia, donde la muestra de roca se ubica dentro de una manga elástica, y queda en contacto axial con dos cabezotes metálicos que pueden desplazarse axialmente sobre la manga para aplicar la presión de sobrecarga, y al mismo tiempo distribuir los flujos de entrada y salida en forma uniforme en toda el área circular del núcleo. Este arreglo permite aplicar la presión de confinamiento tanto en sentido axial como radial, y al mismo tiempo inyectar fluidos a través del núcleo a presiones independientes de la de confinamiento, siempre y cuando las presiones de poro sean menores. La presión de confinamiento puede aplicarse con una bomba manual, ó con una bomba de bajo caudal que pueda manejar altas presiones, ya que es un sistema estático durante el transcurso de las pruebas.

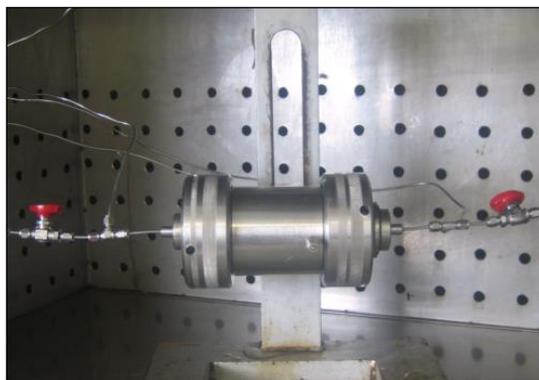


Figura 4-5 Portanúcleos Hidrostático

4.1.3 Sistema de Contrapresión

Este sistema, ilustrado en la Figura 4-6, se utiliza para simular o representar la presión de poro de los fluidos en los reservorios. Consiste en un recipiente de alta presión con un sistema de disco deformable, el cual es colocado en la línea de salida de los fluidos y su función es impedir que los fluidos puedan salir del medio poroso hasta tanto no superen una presión fijada en el sistema de contrapresión por medio de un fluido, normalmente un gas. En el proyecto se usó un sistema con capacidad hasta 5,000 psi.



Figura 4-6 Subsistema de simulación de presión de poro

4.1.4 Sistema de Medición de Caidas de Presión y Efluentes

4.1.4.1 **Transductores de Medición de Presión Diferencial.** Se utilizan para registrar la caída de presión a través de la muestra de roca durante las pruebas de desplazamiento. Estos dispositivos convierten señales hidráulicas en señales eléctricas y las medidas pueden ser registradas en cartas gráficas (sistemas antiguos), ó dirigidas a instrumentos digitales a través de un PLC (preferible). El principio de funcionamiento de estos sistemas consiste de dos cámaras separadas por un diafragma flexible, el cual se deformará hacia el lado de menor presión cuando existan presiones diferentes en las cámaras. Dependiendo del tipo de experimento, se utiliza un solo transductor, ó varios para medir caídas de presión en diferentes segmentos de la muestra. La Figura 4-7 ilustra uno de los transductores usados.



Figura 4-7 Transductor de presión diferencial.

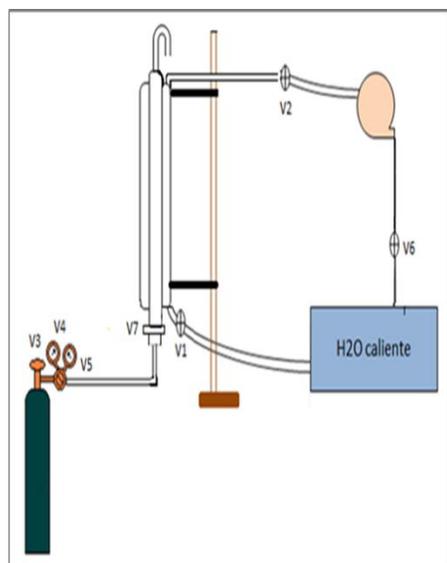
4.1.4.2 Medición de Volúmenes de Efluentes. La medición de efluentes líquidos generalmente se realiza utilizando pipetas graduadas de alta precisión a la salida del portanúcleos (aguas abajo del sistema de contrapresión). La medición de efluentes de gas se hace con medidores de flujo de gas, en la misma posición que los de líquido. En algunos casos se utilizan separadores de líquido y gas.

4.1.5 Sistema de Regulación de Temperatura

La representación de la temperatura de reservorio es fundamental en casi todas las pruebas de desplazamiento. Esta representación puede hacerse mediante un horno industrial, una camisa de calentamiento, o un “baño María”. En este proyecto se utilizaron hornos industriales construidos en acero inoxidable, como el ilustrado en la Figura 4-3, ya que son la forma más versátil de poner tanto el portanúcleos como los cilindros de líquidos en equilibrio térmico a las temperaturas requeridas (220 -270 °F).

Para lograr el equilibrio térmico de las corrientes de gas antes de ser inyectadas a la muestra de roca, usualmente se utilizan los cilindros de gas de alta presión ubicados por fuera de los hornos, y serpentines espiralados de línea de inyección de acero inoxidable y alta presión dentro de los hornos, de tal forma que haya suficiente transferencia de calor al gas, y éste logre la temperatura de prueba antes de entrar a la muestra.

Además del montaje principal descrito arriba, el proyecto requirió de un montaje para la determinación de la estabilidad de la espuma, el cual es ilustrado en la Figura 4-8, y de otros equipos auxiliares tales como un Potenciómetro (Titrino) ilustrado en la Figura 4-9, balanzas electrónicas de alta precisión, manómetros auxiliares, sistema de captura de datos tipo PLC, etc.



Esquema Equipo



Foto Equipo Real

Figura 4-8 Sistema medición de estabilidad de espuma a condiciones de laboratorio.

Este sistema consiste esencialmente en un tubo graduado de 1,000 cc con un filtro de burbujeo en la parte inferior, dentro de una camisa térmica de vidrio termoresistente, y un sistema de inyección de gas conectado a la parte inferior del tubo. La muestra de solución espumante se ubica en el tubo graduado, y el gas se inyecta por la parte inferior del filtro de burbujeo. La camisa permite circular agua u otro fluido a altas temperaturas durante el transcurso de las pruebas con el fin de mantener la temperatura constante.



Figura 4-9 Potenciómetro (Titrino Plus) para Medición de Concentración de Surfactantes.

4.2 Pruebas Realizadas y Protocolos Experimentales

Para el logro de los objetivos de este proyecto se realizaron distintos tipos de experimentos, incluyendo pruebas de compatibilidad de fluidos, mediciones de estabilidad de espumas a condiciones de temperatura y presión atmosférica, pruebas de adsorción estática y dinámica del químico espumante a utilizar en rocas representativas, pruebas de formación de espuma con baches líquidos como línea base, y finalmente pruebas diseñadas para evaluar las condiciones de formación de espumas bloqueantes en medios porosos inyectando el espumante disperso en el gas de inyección.

Las tablas 4-1 a 4-6, presentadas a continuación, describen los protocolos para las principales pruebas experimentales desarrolladas en el proyecto.

Tabla 4-1. Protocolo Prueba de Estabilidad del Químico Espumante

Etapa	Procedimiento	Condiciones de Prueba	Justificación
1	Preparación solución espumante a la concentración requerida.	P y T Ambientales	Tener solución espumante representativa para prueba estabilidad
2	Pre-calentar la solución espumante en un beaker refractario hasta una temperatura intermedia para facilitar el equilibrio térmico en la prueba. Evitando llegar a una temperatura cercana a la ebullición.	P: Atmosférica y T: 140 – 160 °F.	Facilitar y disminuir tiempo para lograr equilibrio térmico durante la prueba.
3	Verter vol. Fijo (100 cc) de solución espumante en el tubo graduado evitando cualquier agitación, y empezar a fluir agua caliente a través de la camisa de vidrio hasta lograr equilibrio térmico del sistema.	P: Atmosférica y T: 193 °F.	Poner el sistema en equilibrio térmico.
4	Inyectar el gas de prueba (N ₂ , Metano, etc.) a baja presión a través del filtro de burbujeo del tubo graduado.	PP= 10-15 psi y T=193 °F	Generar la espuma en el tubo graduado
5	Una vez confirmada la formación de la columna de espuma en el tubo graduado, empezar a registrar la altura de dicha columna con el tiempo. Manteniendo el flujo de agua/fluido caliente a temp. Constante a través de la camisa exterior de vidrio.	P: Atmosférica y T: 193 °F.	Generar curva de estabilidad de espuma a las condiciones definidas.
6	Una vez se haya destruido		Completar el

	completamente la espuma, suspender prueba. Lavar equipo y preparar la siguiente solución. Empezar de nuevo desde el paso 1.		conjunto de pruebas de estabilidad de espumas.
--	---	--	--

Tabla 4-2. Protocolo Prueba de Adsorción Estática de Químico Espumante en Roca

Etapa	Procedimiento	Condiciones de Prueba	Justificación
1	Preparación de muestras de solución espumante a las concentraciones definidas en %w del químico PS C-1: (0.008, 0.01, 0.02, 0.06, 0.08, 0.1, 0.15, 0.2, 0.25, 0.3.). Usar salmuera tipo Villatina.	P y T Ambientales	Tener suficientes muestras de solución espumante a diferentes concentraciones para construir curva de adsorción estática.
2	Construir curva de calibración potenciométrica usando Equipo 'Titrino Plus' para rango de concentraciones de Etapa 1.	P y T Ambientales	Tener patrón de referencia para las mediciones de concentraciones finales.
3	En paralelo a Etapa 2, preparar muestras de sólido triturando muestras de roca representativa, tamizando y seleccionando el rango de malla 50-70.	P y T Ambientales	Tener muestras representativas y uniformes en tamaño para las pruebas de adsorción estática.
4	Poner 3 gramos de roca triturada (malla 50-70) en frascos inertes de 25 cc, y agregar 10 cc de solución espumante a cada uno. (Tantos frascos como concentraciones se quieran probar).	P y T Ambientales	Comenzar la prueba de Adsorción estática.
5	Poner los frascos con las soluciones y las muestras de sólido en un sistema de agitación moderada durante 24 horas	P y T Ambientales	Llevar el sistema a condiciones de equilibrio.
6	Dejar reposar las muestras para que el material sólido se sedimente. Luego tomar un(1) ml de solución y medirle la concentración con el mismo equipo usado para la curva de calibración.	P y T Ambientales	Adquirir los datos claves para el cálculo de adsorción.
7	Calcular adsorción del surfactante espumante mediante balance		Completar prueba y construir Isoterma de

	másico para cada concentración. Construir Isoterma de adsorción estática para el rango de concentraciones evaluado.		adsorción estática.
--	---	--	---------------------

Tabla 4-3. Protocolo Prueba de Adsorción Dinámica de Químico Espumante en Roca (Bache Líquido)

Etapa	Procedimiento	Condiciones de Prueba	Justificación
1	Lavado y Preparación de la Muestra de Roca. Pesar muestra seca.	P y T Ambientales	Preparar la muestra con procesos de lavado y secado.
2	Preparación de fluidos a inyectar: Salmuera sintética y Solución Espumante PSC1* (PSC1 @ 0.1%w)	P y T Ambientales	Tener Fluidos representativos para prueba.
3	Calibración Sistema de medición de Concentración del PSC1 en el efluente	P y T Ambientales	Garantizar medición precisa de la concentración del Químico en efluente
4	Inyección Solución espumante sin medio poroso (a través de línea de bypass)	PP= 1500 psi y T=193 °F. Tasa: =0.5 cc/min.	Calibrar eficiencia de sistema de medición de [].
5	Inyección Solución espumante a través de muestra a tasa constante para la concentración definida, haciendo mediciones de Delta P y muestreo volumétrico en la salida hasta no registrar pérdidas por adsorción en el medio poroso. Tomar muestras de efluente cada minuto y medirle la respectiva concentración de químico.	PP= 1500 psi y T=193 °F. Tasa: =0.5 cc/min.	Generar curva de adsorción y monitorear posibles cambios de propiedades de flujo del medio a inyección de solución espumante.
6	Suspender inyección de Solución espumante, y empezar inyección de salmuera sintética hasta no registrar cambios en la concentración del efluente. Continuar monitoreo de Delta P's y toma de muestras de efluente.	PP= 1500 psi y T=193 °F. Tasa: =0.5 cc/min.	Generar curva de desorción y monitorear posibles cambios de propiedades de flujo del medio.
7	Una vez completado el paso 6. Bajar la muestra, pesarla, someterla a procesos de lavado y	P y T Ambientales	Completar el conjunto de pruebas de adsorción

	secado para continuar con las pruebas de adsorción a otras concentraciones (0.2%w, y 0.5%w para este caso)		dinámica con bache líquido.
--	--	--	-----------------------------

Tabla 4-4. Protocolo Prueba de Adsorción Dinámica de Químico Espumante en Roca (Químico Disperso en Gas)

Etapa	Procedimiento	Condiciones de Prueba	Justificación
1	Preparación de la Muestra de Roca	P y T Ambientales	Preparar la muestra con procesos de lavado y secado. Pesar muestra seca.
2	Preparación de fluidos a inyectar (Gas HC sintético y Espumante PSC1* (PS C1 comercial diluido al 20%).	P y T Ambientales	Tener Fluidos representativos para prueba.
3	Preparación de trampa de condensación de líquidos dispersos en el gas, en la salida del portanúcleos	P: Atmosférica, T < 32 °F	Garantizar la condensación de líquidos dispersos en el gas a la salida del portanúcleos
4	Inyección de gas HC seco para definir línea base	PP=2000 Psia; T=193 °F	Línea base Kg, Calibración de Trampa sin químico.
5	Inyección de gas con solución espumante dispersa @ [10 ppm @ SC PSC1*] sin medio poroso (A través del bypass). Monitorear [] en el efluente.	PP=2000 Psia; T=193 °F. Tasas aprox.: Gas: 1 lt/min; PSC1*: 0.011 cc/min.	Calibrar sistema midiendo lo que se queda en las líneas y trampa. Medir eficiencia de la trampa.
6	Inyección de gas con PSC1* @ [10 ppm]. Hacer mediciones de Delta P y monitorear condensación para confirmar irrupción. Tomar muestras regulares de líquido condensado y monitorear su [].	PP=2000 Psia; T=193 °F. Tasas aprox.: Gas: 1 lt/min; PSC1*: 0.011 cc/min.	Construir curva de Adsorción del PS C1 en el medio poroso para la concentración elegida.
7	Una vez la [] en el efluente sea constante e igual a la [] de entrada, suspender la inyección de químico y continuar la inyección de gas seco. Continuar tomando muestras del líquido condensado y	PP=2000 Psia; T=193 °F. Tasas aprox.: Gas: 1 lt/min.	Construir curva de desorción del químico para la concentración elegida.

	monitorear su [] hasta que llegue a un valor constante.		
8	Suspender inyección de gas seco, despresurizar sistemas y bajar muestra. Pesar la muestra en su condición final.	P y T Ambientales	Verificar retención final de químico/solución en la muestra.

Tabla 4-5. Protocolo Prueba de Formación de Espumas con Bache Líquido (SAG)

Etapa	Procedimiento	Condiciones de Prueba	Justificación
1	Lavado y Preparación de la Muestra de Roca. Pesar muestra seca.	P y T Ambientales	Preparar la muestra para prueba. Tener dato base para control gravimétrico de saturación final de líquido.
2	Preparación de fluidos a inyectar: Salmuera sintética, Crudo representativo de Cusiana y Solución Espumante PSC1* (PSC1 @ 0.2% _w)	P y T Ambientales	Tener Fluidos representativos para prueba.
	Inyección de salmuera sintética hasta saturar el núcleo 100%. Medición de Kabsoluta (Kw). Medir tasas de efluente y Delta P.	PP= 1500 psi y T=212 °F. Tasa: =0.5 cc/min.	Saturación 100% salmuera y medición de Kw.
3	Inyección de Crudo a tasa constante hasta no recuperar más agua de la muestra. Medir tasas de efluente y Delta P.	PP= 1500 psi y T=212 °F. Tasa: =0.5 cc/min.	Levar muestra a condiciones de Sw _r , y obtención de permeabilidad efectiva al aceite a saturación residual de agua (K _o @Sw _r) referencia.
4	Inyección de gas hasta no recuperar más crudo (ni agua).	PP= 1500 psi y T=212 °F. Tasa aprox. 1000 cc/min.	Generar curva de recobro base con gas, y medir permeabilidad (ó conductividad) base al gas a condiciones de Sor y Sw _r .
5	Inyección de solución espumante (Petro Step C1 al 0.2% _w) . Inyectar bache líquido de 0.4 veces el STOIP.	PP= 1500 psi y T=212 °F. Tasa (espumante): =0.1 cc/min.	Inyectar bache espuma para generar bloqueo y recobro incremental.
6	Inyección de Gas en 2 etapas:	PP= 1500 psi y	Formación de la

	<p>1) Inyectar Gas a la tasa definida para la prueba (Usualmente 1000 cc/min).</p> <p>2) Al evidenciar la formación de la espuma, mantener la inyección hasta confirmar la recuperación de la conductividad del sistema. Llevar control estricto de volúmenes de efluentes en el tiempo, y registro de Delta P.</p>	T=212 °F. Tasa Gas: =1000 cc/min.	espuma en el medio poroso, medir nivel de bloqueo, evaluación del recobro incremental obtenido por la inyección del gas, y medir la perdurabilidad de la espuma y el nivel de restauración de inyectividad.
7	Una vez completado el paso 6. Bajar la muestra, pesarla, someterla a procesos de lavado y secado para continuar con las siguientes pruebas.	P y T Ambientales	Completar prueba de formación de espuma.

Tabla 4-6. Protocolo Prueba de Formación de Espumas con Químico Disperso en Gas.

Etapa	Procedimiento	Condiciones de Prueba	Justificación
1	Lavado y Preparación de la Muestra de Roca. Pesar muestra seca.	P y T Ambientales	Preparar la muestra para prueba. Tener dato base para control gravimétrico de saturación final de líquido.
2	Preparación de fluidos a inyectar: Salmuera sintética, Crudo representativo y Solución Espumante PSC1* a la concentración definida (ver Tabla 6 para condiciones)	P y T Ambientales	Tener Fluidos representativos para prueba.
	Inyección de salmuera sintética hasta saturar el núcleo 100% (Aprox. 20 VP). Medición de Kabsoluta (Kw). Medir tasas de efluente y Delta P.	PP= 1500 psi y T=212 °F. Tasa: =0.5 cc/min.	Saturación 100% salmuera, y medición de Kw.
3	Inyección de Crudo a tasa constante hasta no recuperar más agua de la muestra. Medir tasas de efluente y Delta P.	PP= 1500 psi y T=212 °F. Tasa: =0.5 cc/min.	Llevar muestra a condiciones de Swr, y obtención de permeabilidad efectiva al aceite a saturación residual de

			agua ($K_o@S_{wr}$) referencia.
4	Inyección de gas hasta no recuperar más crudo (ni agua).	PP= 1500 psi y T=212 °F. Tasa definida.	Generar curva de recobro base con gas, y medir permeabilidad (ó conductividad) base al gas a condiciones de S_{or} y S_{wr} .
5	Inyección de solución espumante (Petro Step C1) dispersa en gas al nivel de dilución y concentración definida para la prueba. Se inyectan simultáneamente las dos corrientes y se mezclan justo antes de entrar al medio poroso.	PP= 1500 psi y T=212 °F. Tasas de líquido y Gas definidas (Ver Tabla 3-7)	Transportar el químico mediante la corriente de gas al interior del medio poroso y confirmar formación o no de espuma bloqueante a condiciones de saturaciones residuales de agua y aceite (S_{wr} y S_{org})
6	Inyección de Gas en 2 etapas: 1) Mantener la inyección de gas con químico disperso hasta observar una caída en más del 50% de la conductividad del sistema. 2) Al evidenciar la caída en la conductividad detener la inyección de químico y continuar la inyección de gas solo a la misma tasa. Monitorear el comportamiento de las variables, esperando que la conductividad del sistema se recupere.	PP= 1500 psi y T=212 °F. Tasas de líquido y Gas definidas (Ver Tabla 3-7)	Formación de la espuma en el medio poroso, medir nivel de bloqueo, evaluación del recobro incremental obtenido por la inyección del gas, medir la perdurabilidad de la espuma, y finalmente el nivel de restauración de inyectividad.
7	Una vez completado el paso 6. Bajar la muestra, pesarla, someterla a procesos de lavado y secado para continuar con las siguientes pruebas a las concentraciones y tasas de gas definidas.	P y T Ambientales	Completar conjunto de pruebas de formación de espuma con químico en fase dispersa.

Tabla 4-7. Concentraciones Equivalentes de Químico Espumante (PS C1) para las Pruebas de Formación de Espumas Realizadas.

Prueba	Tasa Gas @ SC (Lt/min)	Tasa Solución Espumante (cc/min)	Nivel Dilución Quím. Comercial (Fracción)	[] Sin Espumante @ SC (ppm)	[] Quím. Activo @ SC (ppm)	[] Sin. Espum. @ Cond. Prueba (ppm)	[] Quím. Activo @ Cond. Prueba (ppm)
1	0.4	0.10	0.400	257.50	41.10	21,822.03	3,482.80
2	1.0	0.10	0.400	103.00	16.44	8,728.81	1,393.12
3	1.0	0.02	0.400	20.60	3.29	1,745.76	278.62
4	1.0	0.01	0.400	10.30	1.64	872.88	139.31
5	1.0	0.02	0.200	20.60	1.64	1,745.76	139.31
6	(Bache Líq.)		1.000	N/A	2,000.00	N/A	2,000.00

Factor Volumétrico Gas HC; (Bg) @ 1500 Psia y 212 °F = 0.0118

Concentración componente activo en químico comercial (PS C1) = 39.11%

Densidad Químico Comercial (PS C1) = 1.03 gm/cc.

4.3 Muestra de Roca y Fluidos Usados

4.3.1 Muestra de Roca Utilizada

Las pruebas de laboratorio que implicaran desplazamientos en corazón, tales como las mediciones de propiedades básicas (porosidad por gravimetría y Kw), adsorción dinámica, y formación de espumas tanto por bache líquido como en fase dispersa, las fueron realizadas usando una muestra de roca cilíndrica extraída de un afloramiento de superficie de la formación Mirador en el área del Piedemonte. Esta muestra tiene una Mineralogía, grado de consolidación y propiedades básicas de porosidad y permeabilidad representativas de la formación Mirador en el campo Cusiana. La Figura 3-10 presenta una foto y un resumen de las propiedades de esta muestra.



Figura 4-10 Foto y propiedades muestra de roca usada en trabajo experimental.

NOTA: Se prefiere usar muestras suficientemente largas y con volúmenes porosos lo más grandes posible para minimizar los errores de balance de masa, y también porque la longitud de la muestra facilita la formación de la espuma en el medio poroso.

4.3.2 Fluidos de Reservorio y Químico utilizados.

Las pruebas fueron realizadas usando muestras de crudo muerto del campo Cusiana, con una gravedad API de 30 grados, y viscosidad de 1.9 cP a condiciones estándar.

El Químico utilizado es un surfactante tipo AOS (Alpha-Olefin-Sulfonate) con cadenas de carbono C14-C16, denominado comercialmente "Petrostep C1". El cual ha sido utilizado en el pasado en implementaciones en campo de espumas en bache líquido (SAG) en el campo Snorre (Noruega), y en los campos Cusiana y Cupiagua en Recetor del Piedemonte, entre otros. Este producto viene comercialmente diluido a una concentración del químico activo del 39.11%, y la dilución a las concentraciones de trabajo para las pruebas de laboratorio (<1%w), se hacen usando una salmuera sintética muy fresca (Concentración de NaCl equivalente <1,000 ppm), correspondiente al agua de un acuífero profundo en el área del campo Cusiana (Pozo Villatina).

El agua de formación se representa con una salmuera sintética basada en el análisis fisicoquímico de agua de producción del campo Cusiana. Ver Tabla 4-8.

Tabla 4-8. Análisis Físico Químico – Formulación Salmuera Sintética.

Formulación para la salmuera sintética Barco/Guadalupe		
Compuesto	mg/L	g/L
NaCl	11059.7	11.0597
MgCl ₂	399.6	0.3996
KCl	219.3	0.2193
CaCl ₂	263.6	0.2636
NaHCO ₃	839.9	0.8399
BaSO ₄	25.5	0.0255
Na ₂ SO ₄	65.9	0.0659

5. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS

5.1 Resultados Experimentales

En esta sección se presentarán los resultados obtenidos tanto en las fases preliminares del proyecto donde se seleccionó el químico a utilizar basado en pruebas de compatibilidad y estabilidad, las evaluaciones de adsorción en diferentes modalidades, y los resultados de los desplazamientos usando el espumante en dos modalidades distintas: En bache líquido como se ha utilizado históricamente, y disperso en la corriente de inyección de gas evaluando la sensibilidad de la respuesta a diferentes concentraciones de químico, y tasas de inyección de gas.

5.1.1 Pruebas de Estabilidad del Químico Espumante

Como parte del proceso de selección del químico, y aseguramiento de sus propiedades favorables para la generación de espumas, se realizaron pruebas de estabilidad a condiciones de 193 F y presión atmosférica siguiendo el protocolo descrito en la Tabla 1. La Figura 4-1 presenta los resultados para tres concentraciones evaluadas 1000 ppm (0.1%w), 2000 ppm (0.2%w), y 5000 ppm (0.5%w) del químico espumante PS C1.

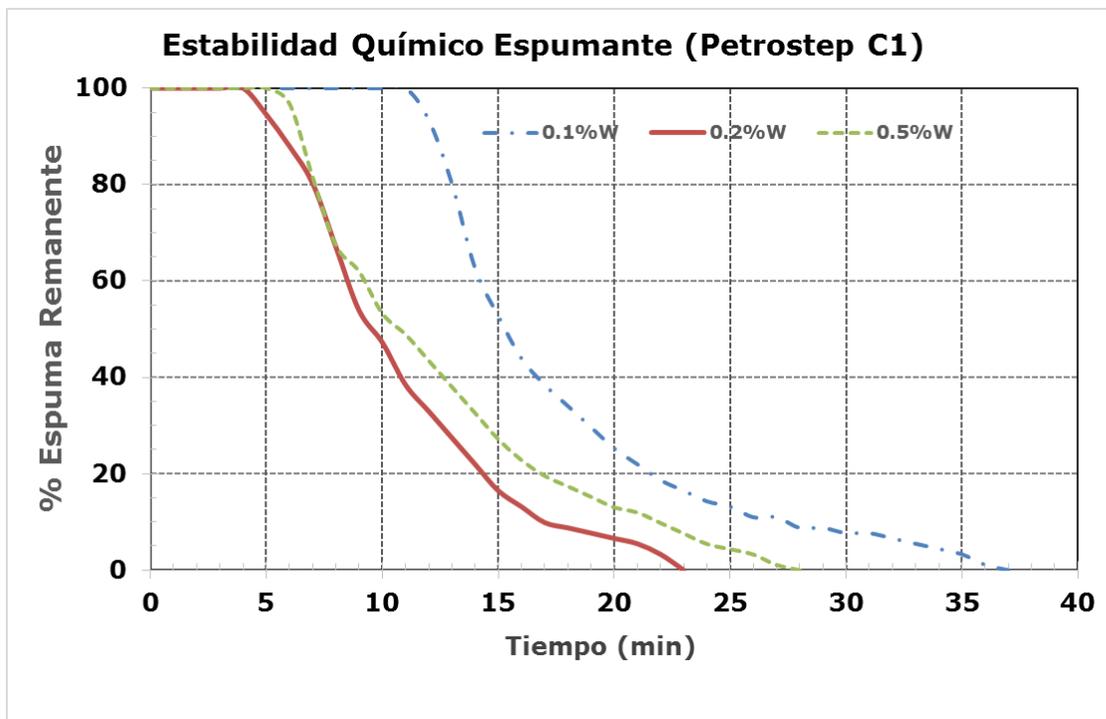


Figura 5-1 Estabilidades químico espumante a Condiciones de Temperatura y Patm.

Previo a las mediciones de estabilidad se habían realizado pruebas de compatibilidad del mismo químico con los fluidos de reservorio, confirmando resultados positivos.

5.1.2 Adsorción del Químico Espumante (PS C1) en Roca representativa

A continuación se presentan los resultados de las mediciones de adsorción del químico espumante Petro Step C1 (PS C1) en muestras de roca representativas de la formación Mirador del piedemonte Colombiano, en condiciones estáticas y dinámicas.

Las pruebas de adsorción estática fueron realizadas en el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) usando muestras trituradas y tamizadas de corazón de la formación Mirador, y muestras de químico PS C1 provistas por BP/Equión, y siguiendo el protocolo descrito en la Tabla 5-1. La Tabla 5-1 presenta los resultados de adsorción obtenidos para un rango amplio de concentraciones del químico activo entre 77.41 ppm (0.008%w) y 3006.13 ppm (0.301%w). Las Figuras 4-2 y 4-3 presentan los resultados de adsorción y desorción dinámicas para las pruebas con bache líquido y químico disperso respectivamente.

Tabla 5-1. Resultados de Adsorción Estática a Condiciones de Laboratorio para Espumante PS C1. (Reporte ICP 2011 [43])

Concentración solución inicial		Concentración solución final		Concentración adsorbida		Cantidad de roca utilizada	Adsorción
(mg/l)	(%w)	(mg/l)	(%w)	(mg/l)	(%w)	(g)	(mg surf/g roca)
77.41	0.008	72.71	0.007	4.69	0.0005	3.04	0.06
108.73	0.011	80.54	0.008	28.19	0.0028	3.01	0.37
414.06	0.041	372.60	0.037	41.47	0.0041	3.01	0.55
580.99	0.058	548.76	0.055	32.24	0.0032	3.02	0.43
823.21	0.082	780.68	0.078	42.53	0.0043	3.04	0.56
1487.41	0.149	1419.18	0.142	68.23	0.0068	3.05	0.90
2032.27	0.203	1910.43	0.191	121.84	0.0122	3.02	1.62
3006.13	0.301	2836.25	0.284	169.88	0.0170	3.02	2.25

Las pruebas de adsorción dinámicas en bache líquido se realizaron a tres concentraciones distintas de químico activo: 1000 ppm (0.1%w), 2000 ppm (0.2%w), y 5000 ppm (0.5%w), mientras que para el químico en fase dispersa sólo se pudo realizar a una concentración (700 ppm – 0.07%w) debido a limitaciones operativas durante las pruebas. En ambos casos se utilizó la misma muestra de roca (Núcleo consolidado de afloramiento de la formación Mirador), sin presencia de saturaciones residuales de líquido. Las condiciones operativas para las pruebas fueron 212 F y 1500 Psia de presión de poro.

La Figura 5-2 y Figura 5-3 presentan los resultados de adsorción y desorción dinámicas para las pruebas con bache líquido y químico disperso respectivamente.

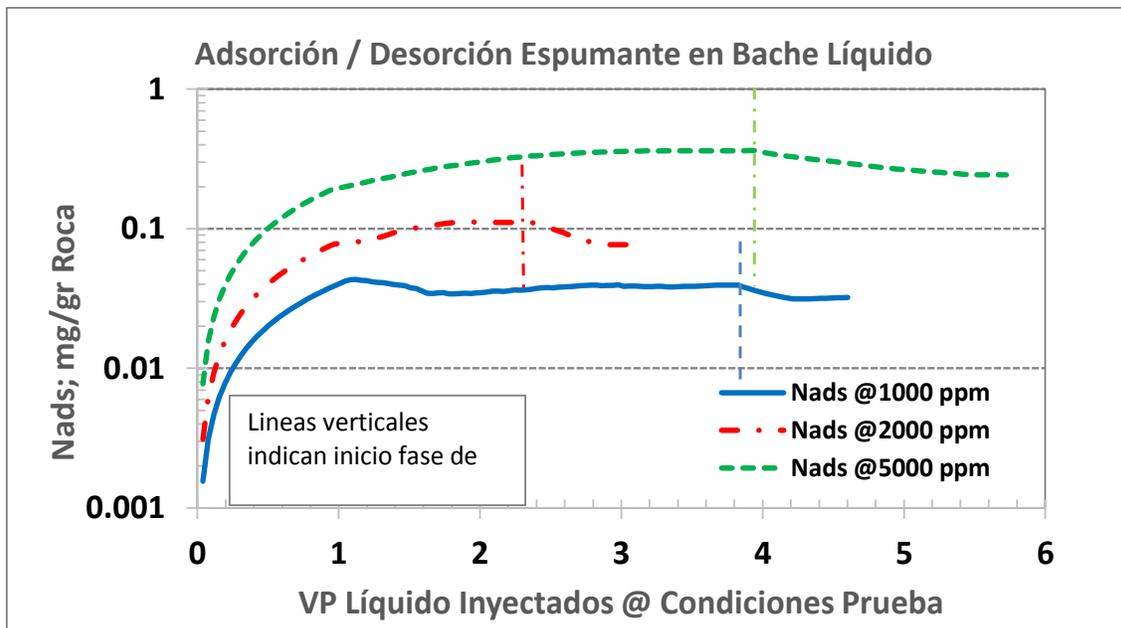


Figura 5-2 Adsorción/Desorción dinámicas espumante en bache líquido

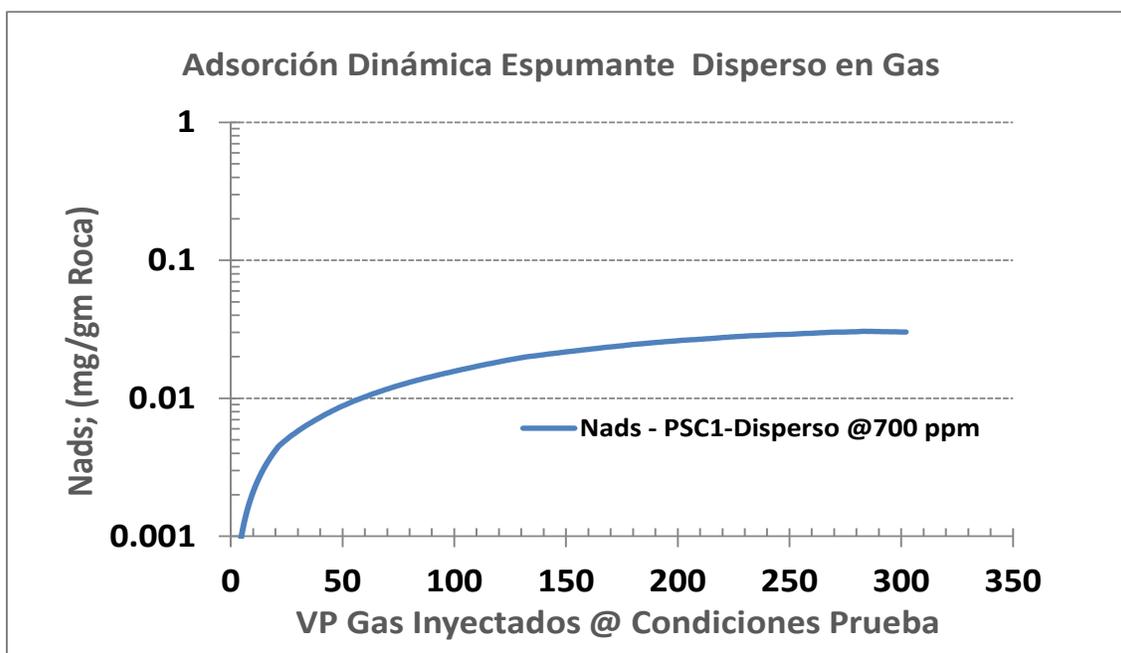


Figura 5-3 Adsorción dinámica espumante disperso en gas.

La Figura 5-2 presenta los resultados de adsorción y desorción dinámicas para las pruebas con bache líquido, observándose una fase de desorción importante para la concentración de 5000 ppm, mientras que los niveles de desorción para las concentraciones menores (2000 y 1000 ppm) son bastante bajos. Para la prueba con espumante disperso (Figura 5-3), no pudo monitorearse la fase de desorción debido a problemas operativos.

5.1.3 Formación de Espuma con Químico Disperso en Gas.

Las pruebas de formación de espumas con químico disperso en núcleos consolidados se realizaron después de una fase preliminar en la cual se intentó formar espumas bloqueantes usando un portanúcleos de 2 pies de longitud y de área variable (4 secciones), empacado con arena Ottawa, y tener resultados poco satisfactorios para distintas concentraciones de solución espumante dispersa.

Para las pruebas en núcleos consolidados, se realizó un diseño experimental enfocado en i) confirmar si efectivamente era posible formar una espuma bloqueante en el medio poroso por esta técnica; ii) encontrar la concentración o rango de concentraciones en las cuales se formaba la espuma, para una tasa definida. Igualmente en todos ó al menos en la mayoría de casos, se extendió la inyección de gas sin químico hasta confirmar la ruptura de la espuma formada. Los resultados de esta serie de pruebas para las distintas combinaciones de tasas de gas y líquido, y concentraciones de solución espumante diluida y químico activo se presentan en las Figuras 5-4 a 5-8. Las pruebas se realizaron a 1500 Psia de presión de poro y 212 F, los volúmenes de gas y las concentraciones se corrigen a estas condiciones de prueba (usando el respectivo Bg).

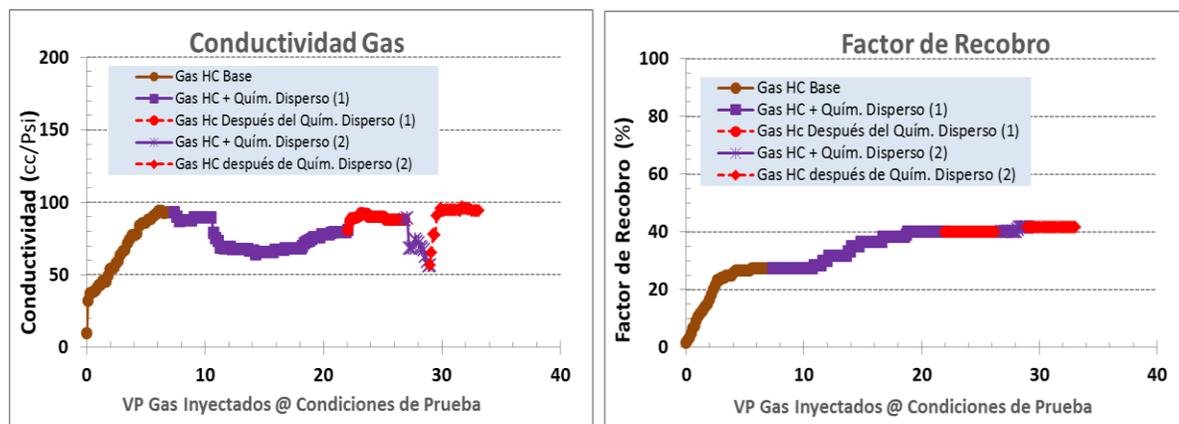


Figura 5-4 Resultados formación de espuma con químico disperso Caso 1: Qgas: 400 cc/min; [] Sln Esp. Diluida: 21,822 ppm; [] Químico Activo: 3,439 ppm

Resultados: Formación de una espuma inestable con un nivel de bloqueo moderado y corta estabilidad. Un segundo bache realizado mostró similar nivel de bloqueo y menor persistencia. Se evidencia el efecto predominante de la velocidad de flujo (baja tasa de gas en este caso) en la formación de la espuma, ya que no se logra formar una espuma bloqueante estable a pesar de la alta concentración de químico espumante.

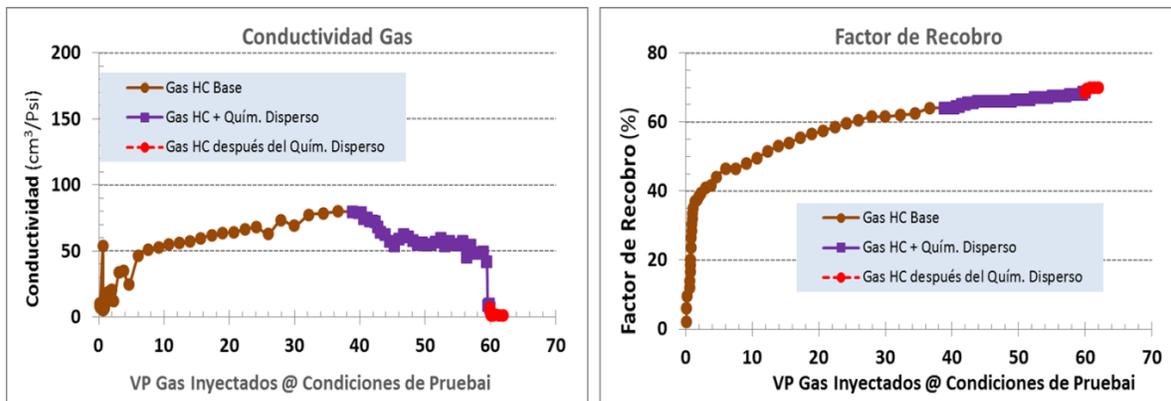


Figura 5-5 Resultados formación de espuma con químico disperso Caso 2: Qgas:
 1000 cc/min; [] Sln Esp Diluida: 8,729 ppm; [] Químico Activo: 1,375 ppm

Resultados: Formación de una espuma fuerte después de inyectar aproximadamente 20 – 25 VP de gas con surfactante disperso. Se evidencia el papel relevante de la velocidad del gas (tasa de inyección) ya que se logra formar la espuma a una concentración menor que para el caso 1. No pudo continuarse la inyección de gas después del bloqueo debido a disponibilidad del gas.

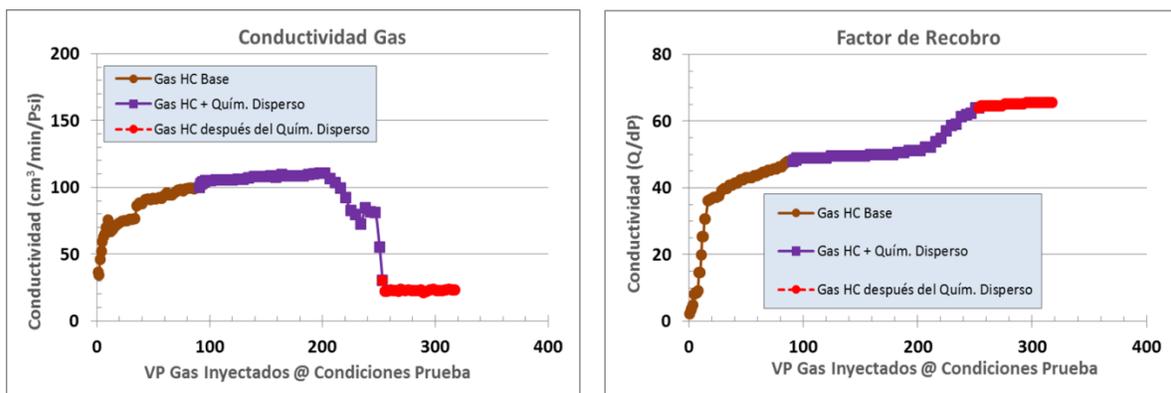


Figura 5-6 Resultados formación de espuma con químico disperso Caso 3: Qgas:
 1000 cc/min; [] Sln Esp. Diluida: 1,746 ppm; [] Químico Activo: 275 ppm

Resultados: Formación de una espuma fuerte y perdurable después de inyectar aproximadamente 150 VP de gas con surfactante disperso. Se da un bloqueo fuerte y estable por un período de al menos 70 VP de gas. Nótese que el bloqueo se presenta después de inyectar un volumen de gas mucho mayor que para el Caso 2, como efecto de una concentración de solución espumante y químico activo mucho más bajas. No pudo continuarse la inyección de gas después del bloqueo hasta la ruptura debido a disponibilidad del gas.

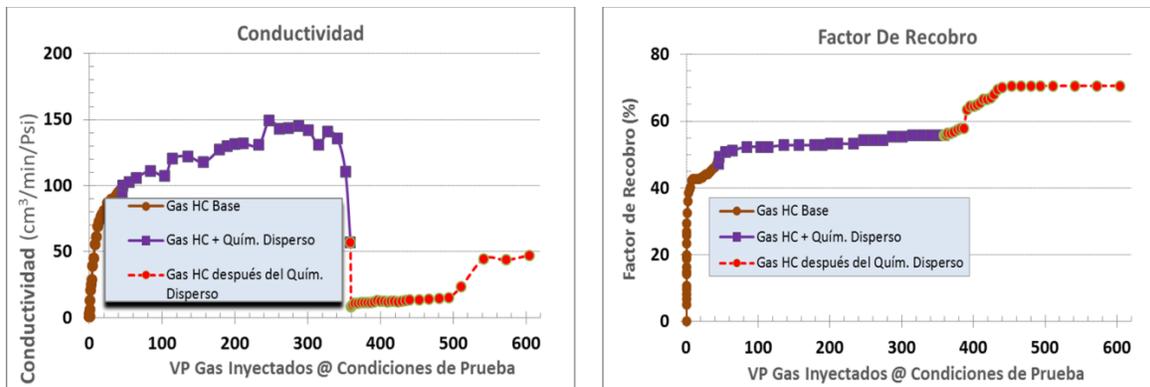


Figura 5-7 Resultados formación de espuma con químico disperso Caso 4: Qgas: 1000 cc/min; [] Sln Esp. Diluida: 873 ppm; [] Químico Activo: 138 ppm

Resultados: Formación de una espuma fuerte y perdurable después de inyectar aproximadamente 300 VP de gas con surfactante disperso. Se da un bloqueo fuerte y estable por un período de aproximadamente 140 VP de gas, seguido de una recuperación parcial de la conductividad del gas. Nótese que el bloqueo se presenta después de inyectar un volumen de gas mayor que para el Caso 3, consistente con la menor concentración de químico usada

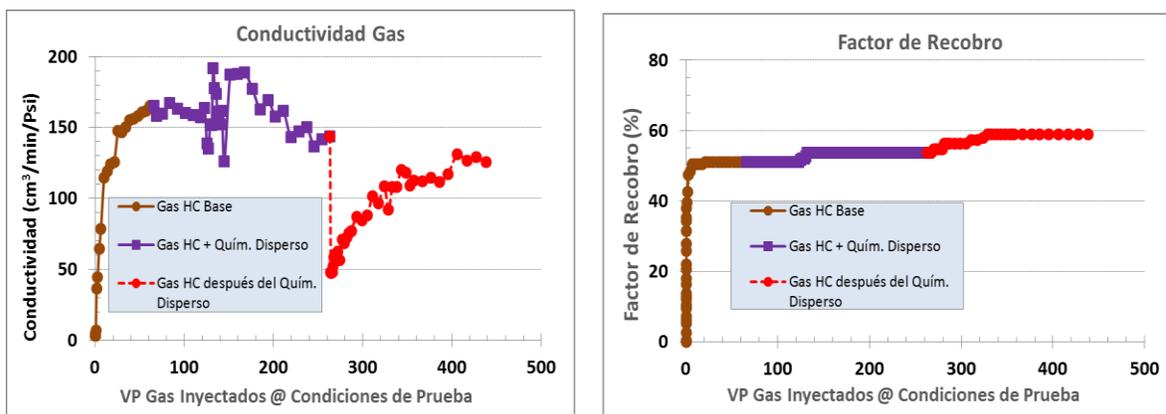


Figura 5-8 Resultados formación de espuma con químico disperso Caso 5: Qgas: 1000 cc/min; [] Sln Esp Diluida: 1,746 ppm; [] Químico Activo: 138 ppm

Resultados: Formación de una espuma muy inestable con un nivel de bloqueo moderado pero muy puntual y de muy corta estabilidad. Se ve claramente como el gas empieza a recuperar su conductividad progresivamente hasta llegar a un nivel similar al logrado por el gas HC inicial; aun así se observa un incremental de aproximadamente 6 - 7% en el factor de recobro. En este caso, aunque la concentración del químico activo neto fue la misma que para el Caso 4 (138 ppm), la solución espumante tenía un mayor grado de dilución del químico comercial (20%), comparado con el Caso 4 (40%). Este resultado evidencia la importancia del nivel de dilución del químico en la solución espumante que se use en la dispersión en el gas.

5.1.4 Formación de Espuma Usando Bache Líquido (Método SAG)

Con el objeto de definir una línea base de comparación del comportamiento de las espumas formadas con el espumante disperso, se realizó una prueba usando bache líquido equivalente al 40% del OOIP de la muestra, a una concentración de 2000 ppm (0.2%w) de componente activo, a las mismas condiciones de presión de poro y temperatura usadas para las pruebas con espumante disperso (1500 Psia y 212 F), y usando el mismo núcleo. Previo a la inyección del bache, se realizó una inyección de gas HC sin químico con el objeto de llevar la muestra a condiciones de Sorg, análogo a lo hecho en las pruebas con químico disperso. Los resultados de esta prueba se presentan en la Figura 5-9.

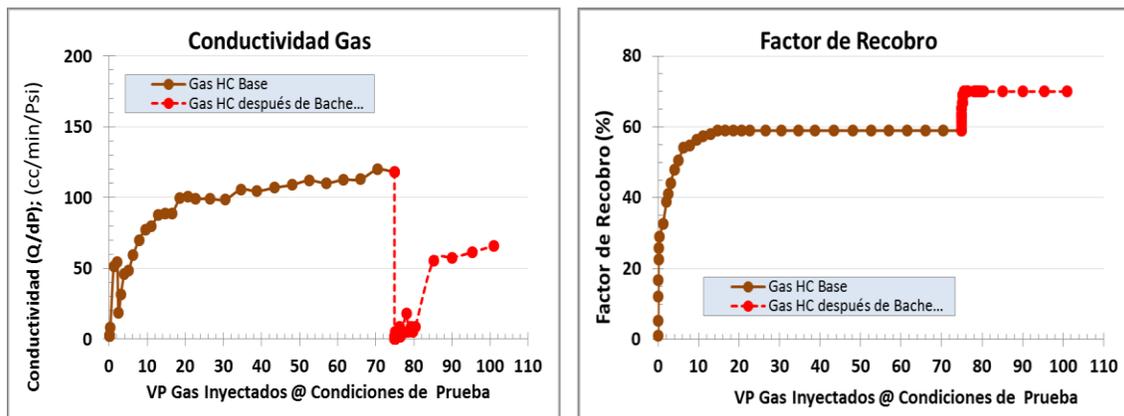


Figura 5-9 Resultados prueba formación de espuma en bache líquido

Resultados: La Figura 5-9 muestra la formación de una espuma fuerte con un bloqueo de casi el 100% al inyectar el bache líquido, con una perdurabilidad relativamente corta (aproximadamente 5-6 VP de gas), seguida de una recuperación parcial de conductividad del gas. Se observa un incremento del factor de recobro casi instantáneo de aproximadamente el 10% justo después de inyectar el bache líquido. Este resultado es consistente con pruebas realizadas en el pasado usando la misma técnica, donde se midieron estabilidades/perdurabilidades entre 5 y 15 VP de gas, y recobros incrementales de aceite entre 7 y 15% para muestras de roca y fluidos representativos del Piedemonte.

5.2 Discusión de Resultados

Esta investigación presenta los primeros resultados experimentales reportados (según el mejor entendimiento del autor), de pruebas sistemáticas de formación de espumas en medios porosos consolidados inyectando el químico espumante disperso en gases no condensables. Se usaron condiciones de alta presión y temperatura, y muestras de roca y fluidos representativos de campos de aceite volátil del Piedemonte Colombiano.

El seguimiento detallado de los resultados y condiciones operativas de los distintos casos demuestra el gran efecto que tienen tanto la concentración de la solución espumante diluida como la del químico activo usado en la rapidez con que se forma la espuma bloqueante, el nivel de bloqueo obtenido, y la estabilidad/perdurabilidad de ésta en el medio poroso en

condiciones dinámicas, dado que se tenga la velocidad (tasa de gas) mínima requerida. Los VP de gas con químico disperso requeridos para que se dé el bloqueo aumentan dramáticamente al bajar las concentraciones del químico activo del orden de miles a cientos; indicando la relevancia del potencial químico (derivado de la concentración) en las tasas de transferencia de masa del químico disperso en el gas a la fase acuosa presente en el medio poroso.

Los resultados de las pruebas con químico disperso también muestran que puede formarse espuma bloqueante con concentraciones menores de químico activo que los requeridos en bache líquido. En el caso de esta investigación se encontró un límite de 138 ppm, usando un nivel de dilución del químico comercial del 40%, como valor mínimo para formar espuma estable. Experimentos anteriores con bache líquido mostraron una concentración mínima de 1000 ppm (0.1%w) para el mismo químico usado (PS C1). Igualmente se muestran que la estabilidad/perdurabilidad de la espuma formada con químico disperso es generalmente mayor que la del bache líquido, lo cual también es positivo para una eventual implementación en campo.

La Tabla 5-2 presenta un resumen tabulado de las condiciones de prueba y los principales resultados en términos de nivel de bloqueo, FR incremental y perdurabilidad de la espumas para los diferentes escenarios de químico disperso y bache líquido.

Tabla 5-2. Resumen Resultados Experimentales de Formación de Espumas con Químico Disperso y Bache Líquido

#	Qg @ SC (Lt/min)	Q. Solución Espumante (cc/min)	Nivel Dilución Quím. Comercial (Fracción)	[] Sl. Espum. @ Cond. Prueba (ppm)	[] Quím. Activo @ Cond. Prueba (ppm)	% Bloqueo %	FR Incrém. %	Dur. Espuma VPg	VPg+Quím. Disp.@ Bloqueo VPg	Comentarios
1	0.4	0.10	0.40	21,822.0	3,439.2	28.8	14.2	6	4	Débil/Inestable
2	1.0	0.10	0.40	8,728.8	1,375.7	98.1	7.0	> 10	21	Fuerte / Estable
3	1.0	0.02	0.40	1,745.8	275.1	78.7	15.0	> 100	162	Fuerte/Estable
4	1.0	0.01	0.40	872.9	137.6	91.7	18.0	130	313	Fuerte / Estable
5	1.0	0.02	0.20	1,745.8	137.6	70.9	8.0	< 1	197	Fuerte/Inestable
6	Bache Líq.)		1.00	N/A	2,000.00	98.300	11.1	5	< 1	Fuerte / Estable

De otro lado, como parte del aseguramiento del proceso, se realizaron pruebas de adsorción dinámicas del químico en bache líquido y en fase dispersa a condiciones de presión y temperatura similares a las usadas en las pruebas de formación de espuma. A pesar de que no fue posible realizar las pruebas de adsorción en fase dispersa a las mismas concentraciones usadas en bache líquido, los resultados muestran niveles de adsorción comparables ó ligeramente menores a los medidos en bache líquido (Ver Figuras 5-2 y 5-3). También se evidencia la gran diferencia que existe entre los resultados de adsorción medidos en forma estática con muestras de roca triturada (Tabla 5-1), y los obtenidos de pruebas dinámicas en bache líquido ó fase dispersa en gas (Figuras 5-2 y 5-3), siendo los últimos mucho menores y más representativos de las pérdidas de químico esperadas en operaciones de inyección de espumas en campo.

6. CRITERIOS DE ESCALAMIENTO E IMPLEMENTACION DE PRUEBA PILOTO EN CAMPO

6.1 Criterios de Escalamiento

Para la implementación de este proceso en una prueba de campo, es necesario realizar un escalamiento de los parámetros críticos que controlan la formación de la espuma in-situ, su efectividad como agente de bloqueo selectivo, y su perduración en el reservorio real.

El punto de partida de este escalamiento son las condiciones experimentales a las cuales se formó la espuma de mayor bloqueo y de más estabilidad, con la mínima concentración de solución espumante diluida y/o químico activo. Estos parámetros hay que confrontarlos con las condiciones operativas existentes tanto en el pozo donde se va a inyectar (Tipo de gas de inyección, Presión y Temperatura en cabeza, especificaciones del árbol del pozo, líneas/brazos disponibles, etc...), como en el reservorio (Presión y Temperatura, tipos de fluidos, condiciones de saturación, naturaleza y propiedades petrofísicas de la roca, etc...) con el fin de garantizar que puedan lograrse las condiciones necesarias para una operación exitosa en campo.

Uno de los parámetros más importantes de escalamiento son las velocidades de flujo de gas a las cuales se confirma formación de espumas bloqueantes en laboratorio Vs las existentes en cara de pozo y dentro del reservorio. La metodología más sencilla y efectiva de hacer este escalamiento es a través del Número Capilar (N_c), el cual relaciona las fuerzas viscosas y las interfaciales, y permite una comparación válida entre las condiciones del pozo/reservorio y el laboratorio.

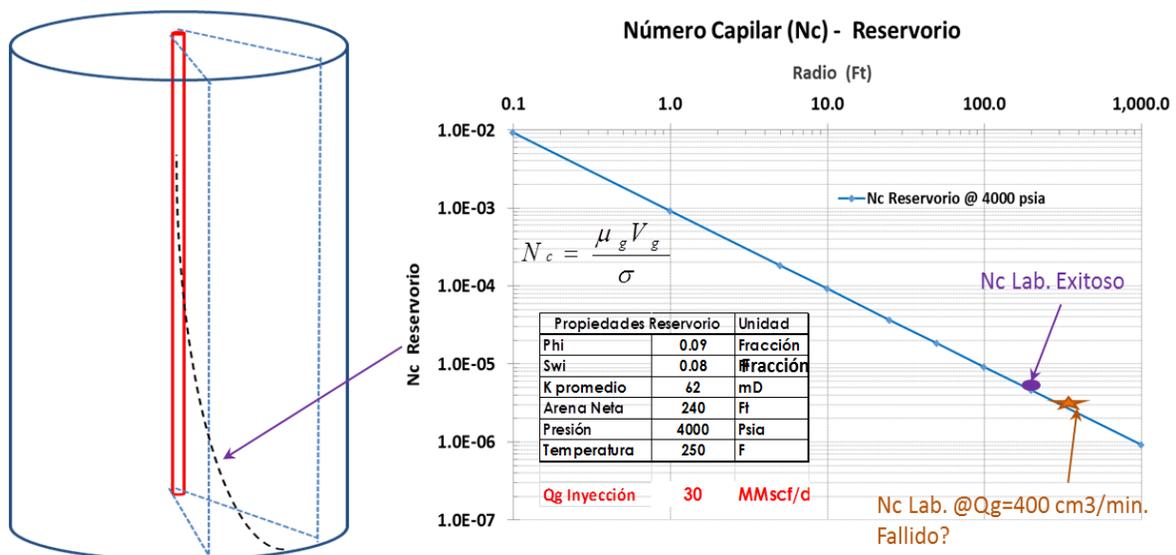


Figura 6-1 Ilustración de ejercicio de escalamiento usando el N_c para las condiciones del pozo candidato al piloto de espumas con químico disperso en gas.

De otro lado, deben tenerse en cuenta las restricciones operativas de compresión de gas e inyección de la solución espumante en campo. Usualmente existen límites de la capacidad de inyección de líquido a altas presiones, especialmente en el Piedemonte donde los pozos son de alto potencial y se inyectan volúmenes muy grandes de gas (>20 MM pcs/d).

6.2 Implementación Prueba Piloto en Campo

Con el fin de probar la efectividad de la técnica de inyección del químico espumante disperso en gas, se diseñó una prueba piloto de campo. El pozo seleccionado para la prueba fue el inyector de gas del bloque Rio Chitama, ubicado en la parte sur del campo Cusiana. Este pozo inyecta alrededor de 20 MM pcs/d de gas hidrocarburo, a una presión en cabeza de aproximadamente 3,000 Psi y una temperatura de 130 F. Se decidió inyectar un total de 600 Bbls de solución espumante, usando el químico comercial Petrostep C1 diluido al 40%, e inyectándolo a una tasa de 20 Bbls por día, disperso en los 20 MM pce/d que inyecta el pozo. Esta relación nos representa una concentración de solución espumante diluida de 1,286 ppm, y de químico activo de 207 ppm, a condiciones de reservorio (4,000 Psi y 260 F). Durante los 60 días requeridos para la inyección del volumen total de solución espumante dispersa, se inyectaría 1,200 MM de pce de gas, lo que representa una profundidad de invasión del tratamiento de aproximadamente 300 pies, la cual es mucho mayor (aprox. 10 veces) que la obtenida en una operación de inyección de espumas en bache líquido para volúmenes 10 veces mayor al definido en este caso.

La Figura 6-2 presenta el seguimiento de los parámetros operativos del pozo inyector durante la operación de inyección de la solución espumante dispersa, y hacer una comparación con el comportamiento de la prueba de laboratorio (gráfico interior: **Conductividad Lab.**).

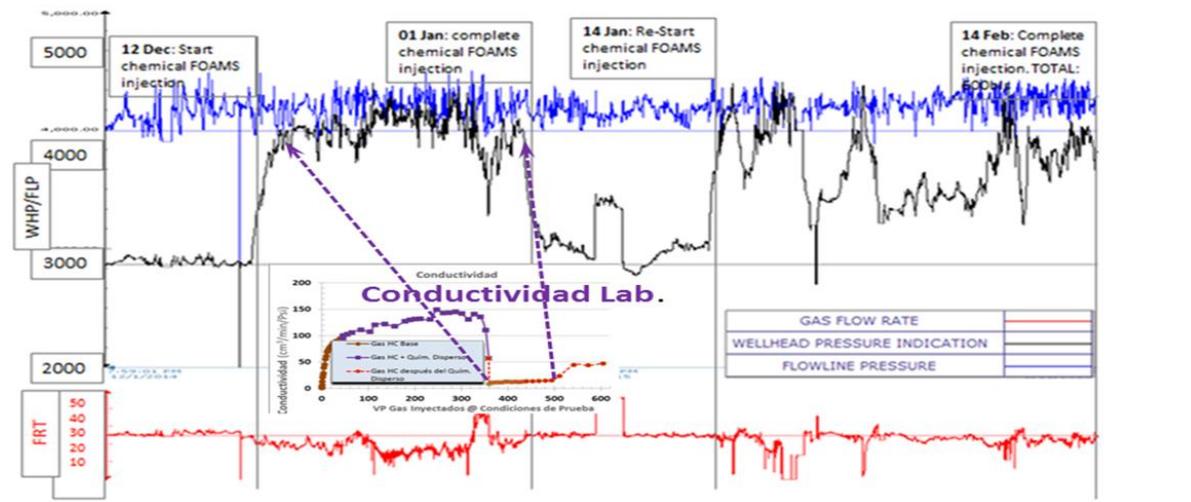


Figura 6-2 Parámetros operativos durante la inyección del químico disperso.

La Figura 6-2 muestra como la presión en cabeza del pozo (línea negra) se incrementa hasta alcanzar la presión disponible de inyección (línea azul) después de aproximadamente dos semanas de inyección, lo cual indica que la inyektividad del pozo fue fuertemente afectada

por la inyección del químico disperso. Para continuar con la operación, se suspendió temporalmente la inyección de químico y se continuó inyectando gas solo por un tiempo. Una vez recuperada la inyectividad, se reinició la inyección de químico disperso, y se continuo de forma intermitente hasta completar el volumen objetivo de 600 Bbls.

La gráfica integrada permite ver la analogía del comportamiento de bloqueo al flujo de gas como resultado de la inyección de la solución espumante dispersa tanto a nivel de laboratorio como en campo.

6.3 Resultados de Prueba Piloto

La Figura 6-3 presenta el área del campo con la ubicación tanto del pozo inyector donde se ejecutó la inyección de químico disperso (RCE1) como la del pozo productor influenciado (RCE2).

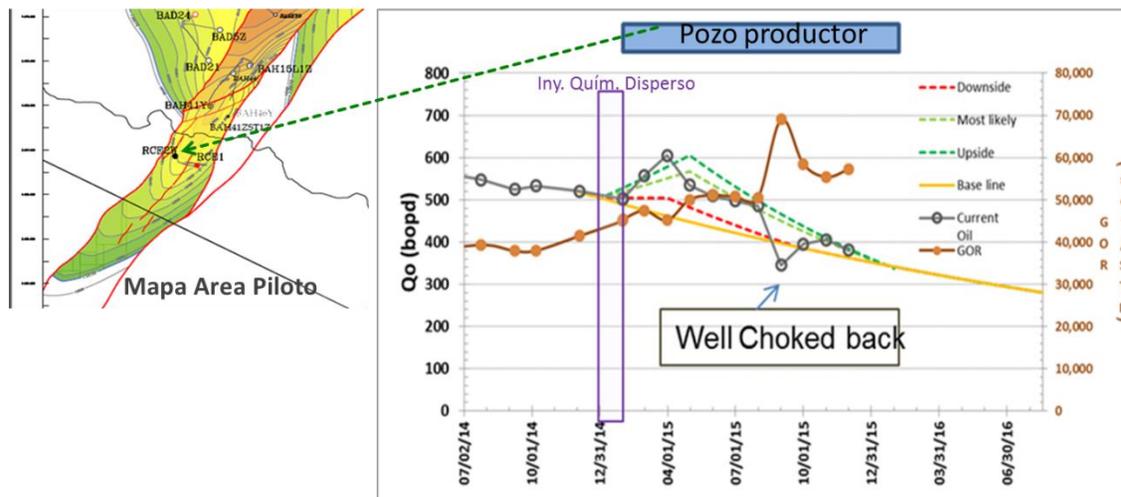


Figura 6-3 Area piloto y comportamiento del pozo productor influenciado por la inyección de solución espumante dispersa.

El pozo productor influenciado cambió su tendencia de producción, mostrando incremento en la tasa de aceite de aproximadamente un 20%, y un aplanamiento de la relación gas/aceite (GOR) poco tiempo después de finalizar el ciclo de inyección del químico disperso. Estas condiciones perduraron por un período de entre 3 y 6 meses, y generaron una producción incremental de aceite de aproximadamente 30,000 barriles. El monitoreo riguroso del proyecto se suspendió debido a la necesidad de chocar el pozo (Incrementar la presión de flujo en cabeza) por razones operativas.

Este resultado, aunque modesto en cuanto a producción incremental de aceite, se considera bastante exitoso desde el punto de vista técnico, y abre la oportunidad de realizar otras operaciones de este tipo en otros pozos/campos del Piedemonte Llanero colombiano.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El resultado más importante de la presente investigación es que se demuestra experimentalmente que sí es posible lograr la formación de espumas bloqueantes en medios porosos consolidados matriciales usando el químico espumante disperso en gas, cuando se usan concentraciones apropiadas, y tasas de gas suficientemente altas para lograr las velocidades requeridas. Estos resultados demuestran que la hipótesis básica de la cual se partió para esta investigación era correcta, y que esta técnica de emplazamiento de espumas puede llevarse a operaciones de campo donde se use la inyección de gas como base de sostenimiento de presión y/o recobro mejorado.

Pueden, además, plantearse las siguientes conclusiones específicas de este trabajo:

- 1) Tanto la concentración total de la solución diluida como del químico activo dispersos en el gas juegan un papel relevante en las propiedades de la espuma formada. Los resultados muestran un nivel de bloqueo y estabilidad mayor para la concentración de 138 ppm de químico activo cuando la solución tiene un menor nivel de dilución, que cuando éste es mayor (Figura 5-7 vs Figura 5-8).
- 2) Pueden formarse espumas bloqueantes por esta técnica con concentraciones de químico activo mucho menores que las requeridas en baches líquidos, para el mismo químico usado, y a condiciones de presión y temperatura similares. Igualmente se encontró que la perdurabilidad en condiciones dinámicas bajo flujo de gas de la espuma 'dispersa' es mucho mayor que la obtenida con el bache líquido.
- 3) Los resultados de las pruebas de adsorción dinámicas mostraron niveles de adsorción similares o ligeramente menores para el caso de inyección de químico disperso, comparado con el bache líquido. Ambos resultados de adsorción dinámica son mucho menores que los medidos en condiciones estáticas en muestras de roca trituradas.
- 4) La prueba piloto de campo mostró que la inyección del químico espumante en un pozo real del campo Cusiana indujo una pérdida dramática de la inyectividad del pozo, la cual era de carácter temporal, ya que se recuperó repetidamente al suspender la inyección de químico.
- 5) Todos los resultados obtenidos en esta investigación soportan la viabilidad conceptual de implementar operaciones de inyección de espumas 'dispersas' en pozos inyectoros de gas para mejorar tanto el perfil de inyección a nivel del pozo, como la eficiencia de barrido intra-reservorio.

Se sugiere complementar el proyecto con las siguientes actividades:

- 1) Realizar experimentos de formación de espuma tanto en bache líquido como usando el químico disperso en gas con solo agua como fluido saturante en los núcleos. Esto con el fin de evaluar el Factor de Resistencia base para las diferentes condiciones probadas.
- 2) Realizar pruebas experimentales análogas a las ejecutadas en este proyecto para muestras de roca naturalmente fracturadas, con el fin de confirmar si es posible

formar espumas bloqueantes mediante esta técnica de emplazamiento en sistemas naturalmente fracturados; y en caso positivo, a que condiciones de tasa y concentraciones de químico disperso se dan.

- 3) Continuar desarrollando el proyecto de modelamiento fenomenológico de los procesos de formación y destrucción de espumas usando el químico espumante disperso en gas, con el objetivo final de construir herramientas computacionales a escala de campo que permitan una mejor predictibilidad del comportamiento de las espumas y sus efectos en los procesos de movilidad de fluidos y recobro de hidrocarburos en los reservorios.

NOMENCLATURA

SÍMBOLO	DEFINICIÓN	UNIDADES
P	Presión	Psia/Psi
T	Temperatura	Grados °F.
Sw	Saturación de agua	% ó Fraction
Swr	Saturación residual de agua	% ó Fraction
Sorw	Saturación residual de aceite al agua	% ó Fraction
Sorg	Saturación residual de aceite al gas	% ó Fraction
K	Permeabilidad absoluta	mD
Kw	Permeabilidad al agua	mD
Ko	Permeabilidad efectiva al aceite	mD
[]	Concentración	ppm
PP	Presión de Poro	Psia/Psi
Pconf	Presión de Confinamiento hidrostática	Psia/Psi
SAG	'Surfactant Alternating Gas'	N/A
P_c	Presión capilar	Pa
P^*_c	Presión capilar límite	Pa
t	Tiempo	Segundos
ϕ	Porosidad de formación	Fraction
n	Concentración de espumas	#burbujas/m ³
μ	Velocidad Darcy	m/seg.
v	Velocidad Intersticial	m/seg.
k	Coefficiente de tasa	
r_g	Coefficiente cinético de generación	
r_c	Coefficiente cinético de coalescencia	
σ	Tensión Interfacial	Dina/cm
N_c	Número Capilar	N/A

BIBLIOGRAFÍA

1. Lake, L.W. 1989. "Enhanced Oil Recovery". Prentice Hall: Eaglewood Cliffs, New Jersey, USA.
2. Rossen, W. 1996. "Foams in Enhanced Oil Recovery" Chapter 11 in "Foams, Theory, Measurements and Applications". Edited by Robert K Prud'homme and Saad A. Khan. Marcel Dekker, Inc. New York.
3. Sidansk, R. and Romero-Zeron, L. 2011. "Reservoir Conformance Improvement". Society of Petroleum Engineer, Richardson, Texas, USA.
4. Hoier, L., Cheng, N. y Whitson, C.H.: "Miscible Gas Injection in Undersaturated Gas-Oil Systems". Paper SPE 90379 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, U.S.A., September 2004.
5. Alvarez, J.M; Rivas, H., and Rossen, W.R. 2001. "A Unified Model for Steady State Foam Behavior at High and Low Foam Qualities". SPEJ (Sept. 2001).
6. Cheng, L., Reme, A.B., Shan, D., Coombe, D.A., and Rossen, W.R.: "Simulating Foam Processes at High and Low Foam Qualities". SPE 59287 presented at the 2000 SPE/DOE Symposium in Improved Oil Recovery; Tulsa, Oklahoma; 3-5 April.
7. Blaker, T., Aarra, M., Skauge, A., and Rasmussen, L. 2002. "Foam for Gas Mobility Control in the Snorre Field: The FAWAG Project". Paper SPE 78824). SPE Reservoir Evaluation and Engineering.
8. Aarra, M., Skauge, A. y Martinsen, H.A.: "FAWAG: A Breakthrough for EOR in the North Sea". Paper SPE 77695 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, U.S.A., September 2002.
9. Skauge, A., Aarra, M., Surguchev, L., Martinsen, H.A., and Rasmussen, L. 2002 "Foam-Assisted WAG: Experience from the Snorre Field". Paper SPE 75157 presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, April 2002.
10. Svorstol, I., Vassenden, F., and Mannhardt, K. 1996. "Laboratory Studies for Design of a Foam Pilot in the Snorre Field". SPE/DOE 35400 presented at the 1996 SPE/DOE Tenth Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, April 1996.
11. Enick, R., Olsen, D., Ammer, J. et al.: "Mobility and Conformance Control for CO₂-EOR via Thickeners, Foams, and Gels – A Literature review of 40 Years of Research and Pilot Tests". Paper SPE 154122, presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, OK (USA), 14-18 April 2012.

12. Tortopidis, S. and Shallcross, D.C. "Carbon Dioxide Foam Flood Studies under Australian Reservoir Conditions" Paper SPE 28811. Asia Pacific O&G Conference; Melbourne, Australia; 7 – 10 November, 1994.
13. Patzek T.W and Koinis M.T. "Kern River Steam-Foam Pilots". Journal of Petroleum Technology; Vol 42(4). 1990.
14. Djabbarah N.F., Weber S.L, Freeman D.C., Muscatello J.A, Ashbaugh J.P, and Covington T.E. "Laboratory Design and Field Demonstration of Steam Diversion with Foams". Paper SPE 20067 presented at the SPE California Regional Meeting, held in Ventura, CA; 4-6 April 1990.
15. Freemann F., Smith M.E., Guice W.R., Gump, J.M, and Nelson D.J. "Steam-Foam Mechanistic Field trial in the Midway-Sunset Field ". SPE Reservoir Engineering 9(4):297-304. SPE 21780-PA. 1994.
16. Zhang, Sifu and Liao, Guangzhi. "ASP-Foam Pilot Test of Daqing Oil Field". ACTA Petrolei Sinica, 2001.1.
17. A. Villavicencio, M. Torres, O. Cortés, B. Martínez y I. Morán: "Control de Movilidad del gas en el Casquete en Pozos del Campo Akal Perteneciente al Complejo Cantarrel". Revista: Ingeniería Petrolera, Vol. LII. No. 1 (Enero 2012). ISSN 0185-3899. México.
18. F. Skoreyko, A. Villavicencio, H. Rodriguez, and Q.P. Nguyen "Development of a New Foam EOR Model from Laboratory and Field data of the Naturally-Fractured Cantarrel Field". Paper SPE 145718 presented at the SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition held in Abu Dhabi, UAE, 9-11 October, 2011.
19. Whang, Bo-jun, Liang, Jin-zhon, Jian, You-wei, and Wang, Jia-chun. "Foam Assisted Air Injection (FAAI) for IOR at Hailaer Oilfield: Prospects and Challenges ". Paper IPTC 16416; Presented at the International Petroleum Technology Conference (IPTC), Beijing, China; 26–28 March 2013.
20. Ocampo, A., Restrepo, A., Cifuentes, H., Hester, J., Orozco, N., Gil, C., Castro, C., Lopera, S., and Gonzalez, C., "Successful Foam EOR Pilot in a Mature Volatile Oil Reservoir under Miscible Gas Injection". Paper IPTC 16984; presented at the International Petroleum Technology Conference (IPTC), Beijing, China; 26–28 March 2013.
21. Ocampo, A., Restrepo, A., Rendon, N., Coronado, J., Correa, J., Ramirez, D., Torres, M., Sanabria, R., and Lopera, S.: "Foams Prove Effectiveness for Gas Injection Conformance and Sweep Efficiency Improvement in a Low Porosity Fractured Reservoir – Field Pilots" Paper IPTC 17950; presented at the International Petroleum Technology Conference (IPTC), Kuala Lumpur, Malaysia; 10-12 December 2014.

22. Sanders, A.W et al. "Implementation of a CO₂ Foam Pilot Study in the SACROC Field: Performance Evaluation," Paper SPE 160016, SPE Annual Tech. Conf. & Exhibition; San Antonio, TX. Oct. 2012.
23. Bhide, V., Hirasaki, G., Miller, C., and Puerto, M.: "Foams for Controlling Water Production". Paper SPE 93273 presented at the 2005 SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, held in Houston, TX, U.S.A. 2-4 February 2005.
24. Bernard, G, and Holm, L. "Model Study of Foam as a Sealant for Leaks in Gas Storage Reservoirs". Society of Petroleum Engineer Journal 10(1). 1970.
25. Szafranski, R.: "Laboratory Development of the Surfactant/Foam process for Aquifer Remediation". Ph.D. Thesis, Rice University. Texas, U.S.A. 1997.
26. Hirasaki, G. et al: "Field Demonstration of the Surfactant/Foam process for Aquifer Remediation". Paper SPE 39292 presented at the 1997 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, U.S.A., 5-8 October 1997.
27. Zeilinger, S.C.: "A Modelling and Experimental Study of Foam in Acid Diversion and Enhanced Oil Recovery". Ph.D Dissertation, The University of Texas at Austin, U.S.A. 1996.
28. Kam, S., Frenier, W., Davies, S., and Rossen, W.: "Experimental Study of High-Temperature Foam for Acid Diversion". Journal of Petroleum Science and Engineering 58(1). 2007.
29. Yang, J., Jovancicevic, V., and Ramachandran, S.: "Foam for Gas Well Deliquification". Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects 309. 2007.
30. Le, V.Q, Nguyen, Q.P., and Sanders, A.W.: "A Novel Foam Concept with CO₂ Dissolved Surfactants". Paper SPE 113370, 2008 SPE/DOE Improved Oil recovery Symposium. Tulsa OK (USA), April 2008.
31. Schramm, L.L. "Chapter 4: Foam Sensitivity to Crude Oil in Porous Media, in: Foams: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry". American Chemical Society, Washington, D.C. 165-197. 1994.
32. Chou, S.I, "Conditions for Generating Foam in Porous Media" JPT February, 1991.
33. Ransohoff, T.C and Radke, C.J. "Mechanisms of Foam Generation in Glass-Bed Packs" SPE Reservoir Engineering. May, 1998.
34. Nguyen, Q.P., Alexandrov, A., Zitha, P., and Currie, P.: "Experimental and Modeling Studies on Foam in Porous Media: A Review". Paper SPE 58799, Presented at the International Symposium on Formation damage held in Lafayette, Louisiana (USA), February 2000.
35. Gauglitz, P.A, Friedmann, F., Kam, S.I., and Rossen, W.R.: "Foam Generation in Porous Media". Paper SPE 75177, Prepared for Presentation at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa OK (USA), April 2002.
36. Apaydin, O.G. and Kovscek, A.R.: "Surfactant Concentration and End Effects on Foam Flow in Porous Media". SUPRI TR- 120 Report, Prepared for U.S

- Department of Energy, Assistant Secretary for Fossil Energy”. U.S.A. October, 2000.
37. Ma, K., Ren, G., Mateen, K., Morel, D., and Cordelier, P.: “Literature review of Modeling Techniques for Foam Flow through Porous Media” Paper SPE-169104-MS; Prepared for Presentation at the SPE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, USA. 12-16 April 2014.
 38. Chen, Q., Gerritsen, M.G. and Kavscek, A.R.: “Modeling Foam Displacement with the Local Equilibrium Approximation: Theory and Experimental Verification”. Paper SPE 116735 presented at the 2008 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, U.S.A., 21-24 September 2008.
 39. Zhang, Z.F., Freeman, V.L. and Zhong, L. “Foam Transport in Porous Media – A Review”. Report Prepared for U.S. DOE. U.S.A. November, 2009.
 40. Valencia, J.D.: “Modelamiento del Flujo y Generación de Espumas en Medios Porosos usando Surfactante Disperso en Gas”. Tesis de Maestría. Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. Antioquia, Colombia. 2016.
 41. Patzek, T.W. “Description of Foam Flow in Porous Media by the Population Balance Approach”, Edited by D. Smith in: Surfactant-Based Mobility Control: progress in Miscible Flood Enhanced Oil Recovery, Chapter 16, 326-341. American Chemical Society, Washington, D.C. 1988.
 42. Kavscek, A.R., Patzek, T.W., and Radke, C.J. “A Mechanistic Population Balance Model for Transient and Steady-State Foam Flow in Boise Sandstone”. Chemical Engineering Science 50(23): 3783-3799. U.S.A. 1995
 43. Pachón, Z., Roa, Manuel., Acevedo, L.: "Determinación Isoterma de Adsorción Estática de Surfactante Petrostep C1 en Roca de Formación Mirador I Campo Cusiana". Informe 10000048-IDO146-T67-11-0789 presentado por el ICP a Equión Energía Ltd. Octubre 2011.