

EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA FORMACIÓN
PRODUCTORA DEL POZO “COLOMBIA01” EN CONTACTO CON UN
QUÍMICO SURFACTANTE DEL TIPO DISOLVENTE DE ASFALTENOS

JUAN DAVID RODRÍGUEZ PULGARÍN

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ
2020

EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA FORMACIÓN PRODUCTORA
DEL POZO “COLOMBIA01” EN CONTACTO CON UN QUÍMICO SURFACTANTE
DEL TIPO DISOLVENTE DE ASFALTENOS

JUAN DAVID RODRÍGUEZ PULGARÍN

Proyecto Integral de Grado para optar por el
título de INGENIERO DE PETRÓLEOS

DAVID REYES
INGENIERO DE PETRÓLEOS

ÁLVARO SARMIENTO
INGENIERO QUÍMICO

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ
2020

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCIA-PEÑA

Consejero Institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. MARIA CLAUDIA APONTE GONZÁLEZ

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Decano Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de ingeniería de Petróleos

Dr. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento.

Estos corresponden únicamente a los autores.

***Este Proyecto se lo dedico A Dios,
Quien es mi todo.***

***A mi FAMILIA en quienes siempre
encontré refugio y APOYO.***

***A DANIELA, mi compañera de vida A
quien le dedico todos mis triunfos***

AGRADECIMIENTOS

Quiero dar gracias a Dios, ya que sin Él en mi vida, nada de esto sería posible. Gracias eternas a los Ingenieros Jorge, Álvaro y David por su apoyo en conocimientos, experticia y buena fe para la elaboración de este proyecto. Gracias a mi familia, quienes siempre me brindaron apoyo y confianza para seguir adelante durante toda la carrera. Gracias especiales al Laboratorio Petrorocas en Medellín, y a su líder de equipo de operaciones, el Ingeniero Jorge Piedrahita, por brindar sus conocimientos, apoyo y facilidades para la realización de pruebas. Gracias a la Fundación Universidad de América por su excelente grupo de docentes, quienes impartieron con amor y tesón sus conocimientos a nosotros los estudiantes.

CONTENIDO

	pág._Toc44379931
INTRODUCCIÓN	14
SINOPSIS	16
1. MARCO TEÓRICO	17
1.2 RECUPERACIÓN MEJORADA	17
1.3 TENSIÓN INTERFACIAL	18
1.4 PRUEBA DE COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS	18
1.5 PRUEBA DE NÚCLEO	18
1.6 PRUEBA DE TAMAÑO DE GOTA	19
1.7 PRUEBA DE BOTELLA	19
1.8 GEOLOGÍA	20
1.9 ASFALTENOS	22
1.10 MÉTODOS DE REMOCIÓN DE ASFALTENOS.	22
1.11 PROCESO DE REMOCIÓN DE ASFALTENOS EN POZO COLOMBIA01.	24
2. METODOLOGÍA Y DATOS	25
2.1 PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO DE NÚCLEOS	25
2.2 SENSIBILIDADES	27
2.3 TENSIONES INTERFACIALES	27
2.4 COMPATIBILIDADES DE LOS FLUIDOS	28
2.5 PRUEBA DE TAMAÑO DE GOTAS	28
2.6 PRUEBA DE MOJABILIDAD	29
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	30
3.1 PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO DE NÚCLEOS	30
3.2 SENSIBILIDADES	34
3.3 PRUEBA DE TENSIÓN INTERFACIAL	34
3.4 COMPATIBILIDAD DE LOS FLUIDOS	41
3.5 PRUEBA DE TAMAÑO DE GOTA	43
3.6 PRUEBA DE MOJABILIDAD VISUAL	43
4. CONCLUSIONES	45
5. RECOMENDACIONES	47
BIBLIOGRAFÍA	48
ANEXOS	50

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Dimensiones núcleo	pág. 30
Tabla 2: Datos Iniciales Permeabilidad	30
Tabla 3: Resultados Prueba de Tensión Interfacial	35

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1: Resultados Permeabilidad Efectiva al Aceite	31
Gráfica 2: Resultados Permeabilidad Efectiva al Gas	32
Gráfica 3: Factor de Recobro	33
Gráfica 4: Prueba de Tensión Interfacial	35

LISTA DE FIGURAS

	pág
Figura 1: Principio de los métodos de recuperación mejorada por inyección de productos químicos.	17
Figura 2: Corte de Núcleo para facilitar su transporte	19
Figura 3: Procedimiento para realizar una prueba de botella	20
Figura 4: Columna Estratigráfica	21
Figura 5: Imagen representativa de los Asfaltenos	22
Figura 6: Núcleo de la formación Productora del Pozo “Colombia01”	25
Figura 7: Protocolo Prueba desplazamiento de núcleos.	26
Figura 8: Montaje Experimental Desplazamiento de Núcleos	26
Figura 9: Tensiómetro	27
Figura 10: Montaje Experimental de las Compatibilidades entre el Fluido Producido por el Pozo “Colombia01” y el Tratamiento con el químico	28
Figura 11: Prueba de Botellas	34
Figura 12: Compatibilidad entre Fluido de producción y Tratamiento químico.	42
Figura 13: Generación y Rompimiento de Emulsiones	42
Figura 14: Mojabilidad Mixta	43

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A: Concepto gastim – una técnica novedosa para estimulación de pozos. Parte I: Entendiendo la física	50
Anexo B: Concepto gastim – una técnica novedosa para estimulación de pozos. Parte II: del laboratorio a pruebas piloto en campo	62
Anexo C: ESTÁNDAR API RP – 42	73

RESUMEN

El presente proyecto de grado tiene por finalidad evaluar el comportamiento de la formación productora del pozo “Colombia01”, cuando entra en contacto con un químico del tipo surfactante, disolvente e inhibidor de asfaltenos. Inicialmente se realiza prueba de desplazamiento de núcleos. Los resultados muestran el gran potencial de la utilización de este producto en aras de aumentar la producción del pozo, al restaurar las permeabilidades. Se demostró además, los cambios en la interacción roca-fluido, al variar la concentración del químico, identificando que lo más óptimo es una inyección de 0.5 volumen poroso de tratamiento disperso en una corriente de gas a una tasa de 1 L/min. Se evidenció la compatibilidad de fluidos por medio de un análisis con una prueba de botellas. Con todo esto, se concluye que al inyectar el químico, las condiciones de yacimiento son mejoradas en un 20% para el aceite y en un 47% con respecto al gas.

PALABRAS CLAVES: Emulsión, Inyección gas, surfactante, disolvente, asfaltenos, yacimientos.

ABSTRACT.

The purpose of this degree project is to evaluate the behavior of the formation producing the “Colombia01” well, when it comes into contact with a chemical such as surfactant, solvent and asphaltene inhibitor. Initially, a nucleus displacement test is performed. The results show the great potential of using this product in order to increase the production of the well, by restoring the permeabilities. The changes in the rock-fluid interaction were also demonstrated, by varying the concentration of the chemical, identifying that the most optimal is an injection of 0.5 porous volume of treatment dispersed in a gas stream at a rate of 1 L / min. Fluid compatibility was evidenced by analysis with a bottle test. With all this, it is concluded that by injecting the chemical, the reservoir conditions are improved by 20% for oil and by 47% with respect to gas.

KEY WORDS: Emulsion, Gas injection, surfactant, solvent, asphaltenes, reservoirs

INTRODUCCIÓN

Las formaciones rocosas tienen diferentes características dependiendo del periodo en que se depositaron y las condiciones en las que han permanecido depositadas a lo largo del tiempo. El comportamiento físico de dichas formaciones varía, según entran en contacto con diferentes productos, naturales o químicos.

En la Ingeniería de Petróleos, dicho conocimiento geológico es aplicado para llevar las formaciones de roca que van a ser afectadas, a condiciones que ayuden a hacer más favorable el trabajo, ya sea para optimizar el recobro de los Hidrocarburos, como simplemente para generar un sello en el modelo estructural del pozo, pues en una perforación, se atraviesan muchas formaciones con Propiedades diferentes.

Existen diversos métodos que sirven como coadyuvantes en la mejora de la productividad de un pozo petrolero, entre los más usados, la inyección de agua y/o gas. En el Pozo “Colombi01” se evidencia una inyección de gas el cual lleva disuelto un químico especialmente diseñado para disminuir la viscosidad del crudo, aumentar la tasa de producción y afectar positivamente la formación productora. El proceso consiste en agregar un químico disolvente de asfaltenos al gas (ya sea directa o indirectamente, ya que se han practicado las dos opciones) y se procede a inyectarlo al pozo. En un tiempo determinado se observa un aumento en la producción de crudo debido a que se encuentra menos viscoso.

Poco después del inicio de la inyección, empieza a disminuir drásticamente la producción y el pozo tiende a pegarse, debido a que se produce una Generación de Emulsiones en el Pozo Colombia01 al inyectar dicho gas con un surfactante disolvente e inhibidor de asfaltenos. Conociendo este problema, se pretende buscar el motivo de la generación de las emulsiones para así poder no solo controlar las que ya están presentes en la formación, sino también prevenir la generación de más emulsiones que continúen afectando y generando daños en la formación.

Considerando que el químico utilizado puede ser el causante de las emulsiones, es necesario hacer una correlación de aquellos pozos en los que ya ha sido utilizado y ponderar con el Pozo “Colombia01”, en qué medida de concentración es más provechoso el químico al ser inyectado a la formación productora y que de esta manera se genere una emulsión favorable que permita su fácil control y producción. Para este fin, lo que se busca evaluar es el comportamiento de la formación productora del Pozo “Colombia01” en contacto con un químico disolvente e inhibidor

de asfaltenos y a su vez, darle cumplimiento a los siguientes objetivos:

- Describir las generalidades y geología del Campo Cusiana.
- Describir cómo se ha llevado el proceso de remoción de Asfaltenos en el Pozo Colombia01.
- Determinar con una prueba de núcleos las propiedades petrofísicas más relevantes, del Pozo Colombia01.
- Realizar a nivel de laboratorio, sensibilidades con respecto a las concentraciones y el efecto que tienen en el comportamiento de la roca.
- Realizar un análisis de compatibilidad de los fluidos que tendrán contacto en el pozo y una prueba de tamaño de gota que muestre cómo este afectaría la producción en consideración con la garganta poral del pozo.
- Analizar los resultados anteriores para la evaluación del comportamiento de la formación productora del Pozo Colombia01, en contacto con el disolvente de asfaltenos.

LA TÉCNICA GASTIM

El concepto de GaStim¹ se presenta como una nueva técnica de estimulación química que permite penetraciones más profundas y mejores adsorciones químicas. Su potencial, aunque todavía no se ha descubierto por completo, es sin duda respaldado por valores de restablecimiento de Ko más altos y una mayor durabilidad del tratamiento observada. Se ha demostrado que el gas natural, cuando se utiliza como sistema de transporte para desplegar las químicas convencionales de disolución de asfaltenos y eliminación de condensados, mejora el restablecimiento de Ko y la durabilidad del tratamiento en comparación con las aplicaciones equivalentes basadas en líquidos. Se están realizando estudios adicionales para maximizar la efectividad del concepto GaStim,² que puede ser consultado para mayor conocimiento en los Anexos 1 y 2

¹ Paper: “Concepto gastim – una técnica novedosa para estimulación de pozos. Parte I: Entendiendo la física.”

² Paper: “Concepto gastim – una técnica novedosa para estimulación de pozos. Parte II: del laboratorio a pruebas piloto en campo.”

SINOPSIS

En el capítulo METODOLOGÍA Y DATOS puede ser encontrado el protocolo que se tomó para la realización de las pruebas mencionadas en la Introducción, tales como la prueba de desplazamiento de núcleos y de compatibilidad de fluidos.

Los resultados arrojados por dichas pruebas están consignados en el capítulo RESULTADOS Y ANÁLISIS, en el cual, debajo de cada resultado, se puede evidenciar su respectivo análisis.

A través de los análisis, se puede llegar a una serie de deducciones en consecuencia que pueden ser consultadas en el capítulo CONCLUSIONES.

Se asignan una serie de RECOMENDACIONES a tener en cuenta si se desea darle continuidad a este proyecto con mayores estudios.

Al final del documento se podrán encontrar ANEXOS que son considerados importantes tanto para el entendimiento del trabajo de grado como para realizar un estudio más a fondo de la temática manejada en el mismo.

1.3 TENSION INTERFACIAL

Es la energía de Gibbs por unidad de área de interfaz a temperatura y presión fijas. La tensión interfacial se produce porque una molécula cerca de una interfaz tiene interacciones moleculares diferentes de una molécula equivalente dentro del fluido estándar. Las moléculas surfactantes se sitúan preferentemente en la interfaz y por lo tanto disminuyen la tensión interfacial⁵.

1.4 PRUEBA DE COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS

Prueba o serie de pruebas que se llevan a cabo para verificar que no se produzcan reacciones indeseadas con un fluido específico. El proceso de prueba puede incluir verificaciones de compatibilidad con otros fluidos de tratamiento, fluidos del pozo, fluidos del yacimiento y la formación. En casos extremos, la mezcla de fluidos aparentemente benignos puede crear reacciones significativas que pueden dañar la permeabilidad del yacimiento de forma permanente⁶.

1.5 PRUEBA DE NÚCLEO

Este análisis es vital para determinar las propiedades de la matriz de las rocas y constituye un recurso importante para la caracterización de las formaciones⁷.

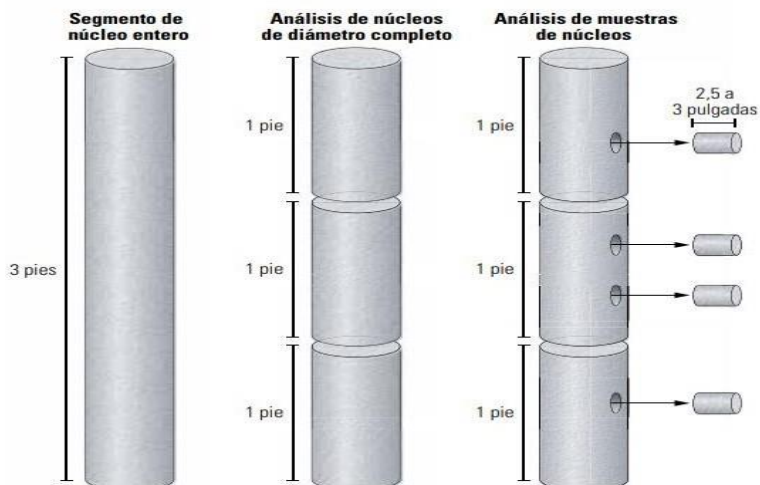
En la figura 2 se puede observar los cortes que se le realizan a los núcleos enteros.

⁵ Schlumberger, Oilfield Glossary, tensión interfacial, 2018, www.glossary.oilfield.slb.com

⁶ Schlumberger, Oilfield Glossary, prueba de compatibilidad de fluidos, 2018, www.glossary.oilfield.slb.com

⁷ ANDERSEN Mark A., DUNCAN Brente., MCLIN Ryan. *Los núcleos en la evaluación de formaciones*. Houston, Texas, EUA, Prueba de núcleo

Figura 2: Corte de Núcleo para facilitar su transporte



FUENTE: ANDERSEN Mark A., DUNCAN Brent, MCLIN Ryan. Los núcleos en la evaluación de formaciones. Houston, Texas, EUA. [En línea]. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish/13/sum13/2_core_truth.pdf

1.6 PRUEBA DE TAMAÑO DE GOTA

El tamaño de las gotas de agua dispersas puede considerarse como una medida de la estabilidad. A mayor esfuerzo cortante aplicado a la mezcla de petróleo-agua, el agua formará gotas cada vez más pequeñas y producirá una emulsión de mayor estabilidad. Se ha encontrado que las emulsiones estables contienen gotas de todos los tamaños, sin embargo las gotas mayores están en menores proporciones.⁸

1.7 PRUEBA DE BOTELLA

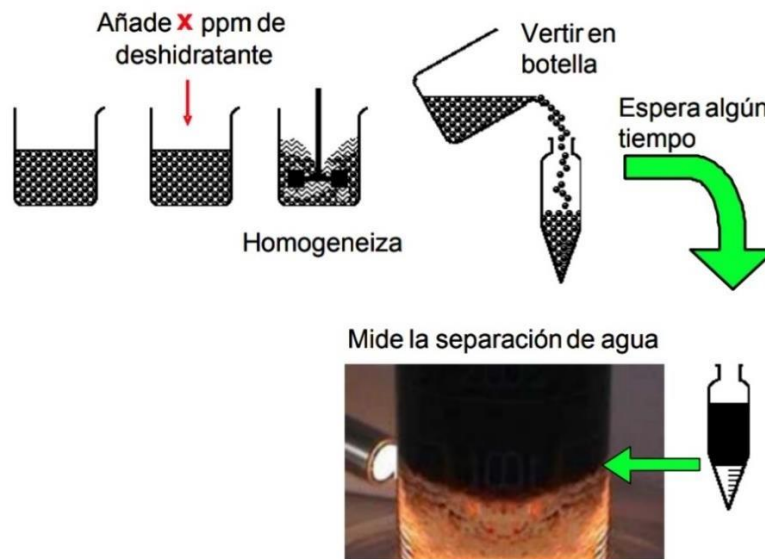
Consiste básicamente en seleccionar el mejor demulsificante para lograr la mayor separación efectiva de agua en emulsión, asegurando el secado del colchón de crudo y manteniendo la calidad de agua separada e interface en buenas condiciones, para el éxito de las pruebas se requiere que la corriente de producción de la emulsión (muestra) reúna las siguientes características:

⁸ A. Moro Martínez, J. Falcón Hernández. *Separación de agua del petróleo por acción del campo eléctrico*. Revista Cubana de Química, vol. XVIII, núm 1, 2006.

- Ser representativa de la emulsión a tratar.
- Contener cantidades representativas de los químicos presentes en el sistema, tales como inhibidores y/o otros agentes químicos.
- Muestra fresca para evitar estabilización de la emulsión por envejecimiento.
- Simular todas las condiciones de temperatura y agitación como sea posible⁹.

En la Figura 3 se muestra el procedimiento que se debe hacer para realizar una prueba de botella.

Figura 3: Procedimiento para realizar una prueba de botella



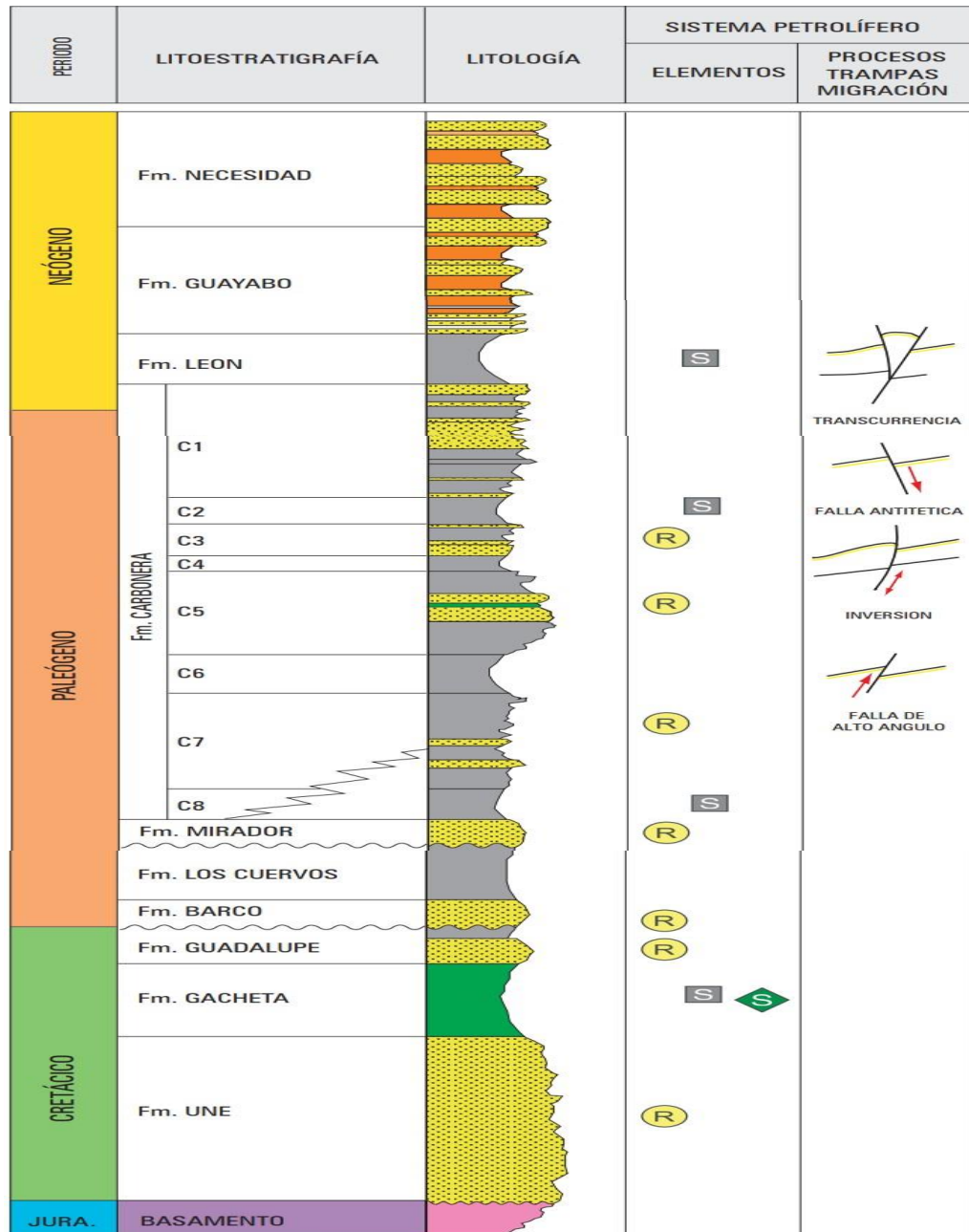
FUENTE: MAFISI Shirley, SALGER, Jean L., Cuaderno FIRP N° 853PP. Deshidratación de crudo – Principios y Tecnología. Venezuela. Mayo 2004. [En línea]. Disponible en: http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S853PP_Deshidratacion.pdf

1.8 GEOLOGÍA

El Campo “América” se encuentra ubicado en Colombia, en la Cuenca de los Llanos Orientales, en el departamento de Casanare, en el corregimiento El Morro, el cual pertenece a la jurisdicción del municipio de Yopal. Hay una distancia de 369 Km, para acceder al Campo desde la ciudad de Bogotá D.C., por vía terrestre, la cual tiene un tiempo estimado de llegada de 7 horas. La Figura 4 muestra la columna estratigráfica de la zona.

⁹ ECOPETROL. *Protocolo pruebas de botella para la selección de especies químicas deshidratantes en crudos de la coordinación Huila – Batería Dina cretáceos proceso best in class aplicable como metodología ante fallas técnicas para el contrato 5210390*, prueba de botellas, 2018, <https://www.academia.edu>

Figura 4: Columna Estratigráfica



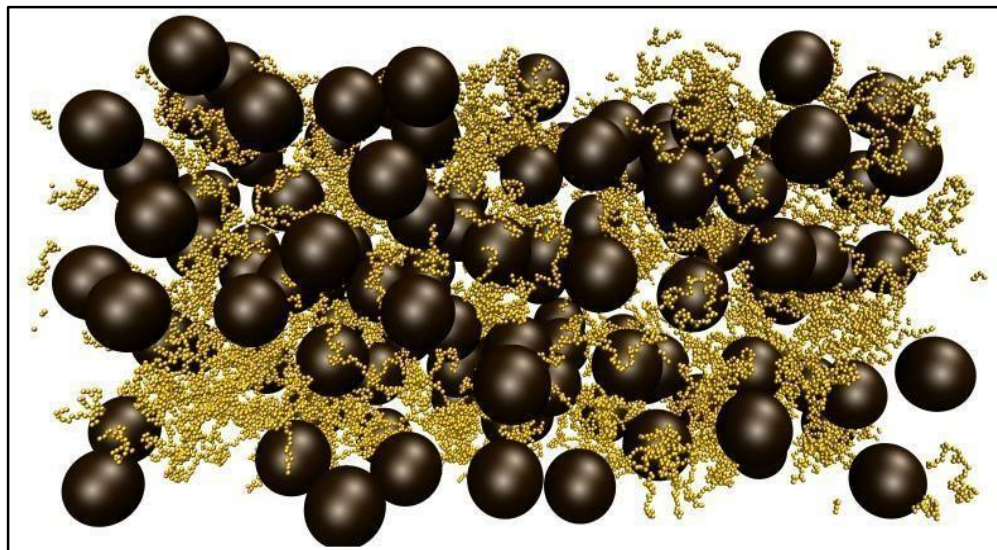
FUENTE: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Llanos orientales. 2010. [En Línea] [16 de marzo de 2019] Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)

1.9 ASFALTENOS

Son materiales orgánicos formados por compuestos de anillos aromáticos y nafténicos que contienen moléculas de nitrógeno, azufre y oxígeno. La fracción asfáltica del crudo se define como la parte orgánica del petróleo que no es soluble en solventes de cadena recta, tales como el pentano o el heptano. Los asfaltenos existen como una suspensión coloidal estabilizada por moléculas de resina (sistemas de anillos aromáticos) en el petróleo. La estabilidad de las dispersiones asfálticas depende de la relación entre las moléculas de resina y las de asfalteno. La determinación de la cantidad de resina es importante en la estimación del daño potencial creado por los asfaltenos. El asfalteno se precipita como un resultado de caídas de presión, cizallamiento (flujo turbulento), ácidos, dióxido de carbono en solución [CO₂], condensado inyectado, mezcla de petróleos crudos incompatibles u otras condiciones o materiales que alteran la estabilidad de la dispersión asfáltica¹⁰.

En la Figura 5 se puede evidenciar la estructura general de los asfaltenos

Figura 5: Imagen representativa de los Asfaltenos



Fuente:<http://www.portaldelpetroleo.com/2013/04/los-asfaltenos-y-sus-efectos-en-la.html>

1.10 MÉTODOS DE REMOCIÓN DE ASFALTENOS.

Los pozos parcial o completamente taponados con depósitos de asfaltenos pueden ser limpiados usando diversos métodos:

¹⁰ Schlumberger, Oilfield Glossary, asfaltenos, 2018, www.glossary.oilfield.slb.com

- **Métodos Mecánicos.** Estos métodos involucran raspados mecánicos y limpieza de los depósitos dentro del pozo. Un método común es el de usar equipos de guaya fina, el cual resulta lento y costoso, particularmente si la acumulación de asfaltenos es larga y dura. Otra técnica es la de usar una unidad de coiled tubing para remover el taponamiento con hidráulica, pero las limitaciones por presión pueden hacer de la limpieza un método difícil. Otro método es aplicar presión y crear un diferencial de presión a través del taponamiento para desalojar los depósitos. El método mecánico a utilizar depende de las condiciones de la tubería y del taponamiento.¹¹
- **Limpieza Química.** Cuando las técnicas de remoción mecánica son insuficientes o no realizables, pueden usarse métodos de limpieza con químicos. Numerosos solventes, aditivos y químicos comerciales están disponibles por muchas compañías para disolver depósitos de asfaltenos. Tratamientos con solventes, en circulación normal o inversa con crudos calientes han sido probados con resultados mixtos. Los procedimientos de limpieza son generalmente diseñados para adaptarse a un pozo en particular. En algunos casos, la inyección de solventes químicos (para suavizar el depósito) puede estar seguida de raspado mecánico. En cualquier caso, la limpieza de depósitos de asfaltenos es invariablemente costosa e involucra resolver numerosos problemas.¹²
- **Manipulación de Presión, Temperatura y Tasa de Flujo.** Una de las vías para prevenir o reducir la depositación de asfaltenos en los pozos es la de supervisar la presión de operación, temperatura y/o tasa de producción, para evitar las condiciones en las que tenga lugar la precipitación de asfaltenos. Un método es usar aislante de los fluidos en el anular para evitar las pérdidas excesivas de calor y mantener la temperatura de los fluidos.¹³
- **Aditivos Resinosos.** En algunos casos, el añadir aditivos resinosos ha prevenido o reducido la precipitación de asfaltenos. Sin embargo, este método no ha sido muy común, ya que necesitan que se realicen muchos preparativos para que la aplicación exitosa pueda ser hecha.¹⁴

¹¹ BORGES, Oswaldo. Los Asfaltenos y sus efectos en la producción del petróleo [en línea] (6 de Abril de 2013) [consultado: 16 de Septiembre de 2019]. Disponible en:

<https://www.portaldelpetroleo.com/2013/04/los-asfaltenos-y-sus-efectos-en-la.html>

¹² IBID.

¹³ IBID.

¹⁴ IBID.

1.11 PROCESO DE REMOCIÓN DE ASFALTENOS EN POZO COLOMBIA01.

En este apartado del Proyecto se pretende mostrar una descripción de lo que se ha venido llevando a cabo en el Pozo Colombia01 en lo que respecta a la remoción de Asfaltenos.

La estimulación de pozos para la producción o la mejora de la inyección en campos maduros es una tarea clave y desafiante. La pérdida de energía del reservorio debido al agotamiento de la presión junto con los escenarios de daños complejos existentes en entornos petroquímicos adversos pueden convertirse en factores restrictivos para el rendimiento adecuado de los sistemas convencionales de estimulación química basados en líquidos. Las principales limitaciones normalmente están relacionadas con las altas tensiones interfaciales que impiden la limpieza óptima de los pozos y las penetraciones rentables que se pueden lograr.

Dentro del proceso de Limpieza Química, se utiliza un químico del tipo surfactante para remover los asfaltenos al mínimo, sin embargo, solo controla en cierta medida la eliminación de dichos compuestos. Por esto, se toma la decisión de buscar exhaustivamente un producto que mejore las condiciones de recobro al eliminar en gran proporción la producción de asfaltenos en la formación productora del Pozo "Colombia01".

Así, se evalúa la utilización de un químico surfactante del tipo disolvente e inhibidor de asfaltenos, para considerar con respecto al químico que ya está siendo utilizado y hacer la comparación acerca de cuál de los dos químicos es más favorable a la hora de observar las condiciones a las cuales queda la formación, después de haber entrado en contacto con el químico. Lo que se busca es que el Surfactante disolvente e inhibidor de asfaltenos a nivel de Yacimiento funcione de mejor manera tanto eliminando los Asfaltenos ya creados, como preparando la formación en contra de la creación de nuevos compuestos.

2. METODOLOGÍA Y DATOS

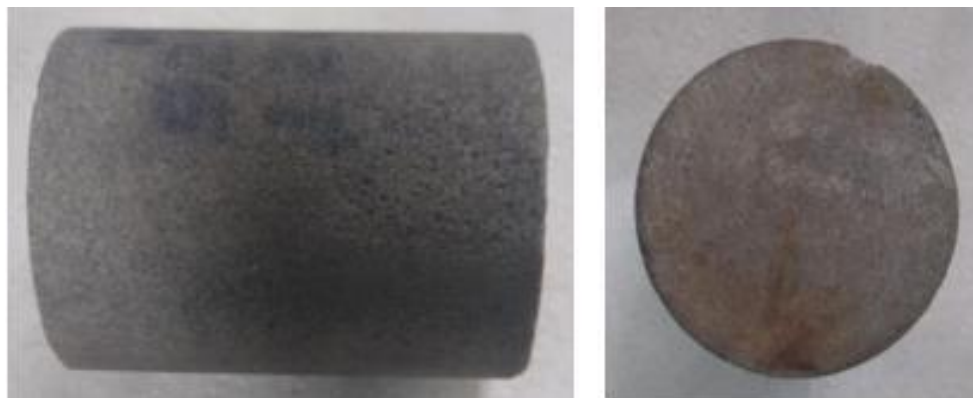
En esta sección del proyecto, se puede evidenciar el paso a paso para desarrollar las pruebas de las cuales se obtuvieron los resultados que nos permiten evaluar el comportamiento de la formación productora del Pozo Colombia01, en contacto con el disolvente e inhibidor de asfaltenos.

2.1 PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO DE NÚCLEOS

Como primera medida, la prueba de desplazamiento de núcleos se realizó con el fin de observar la evaluación de la efectividad de un tratamiento para la remoción de daño por precipitación de asfaltenos, aplicando un producto disperso en una corriente de gas metano, mediante las medidas de permeabilidad efectiva al aceite, permeabilidad efectiva al gas y las curvas de recobro de aceite.

En la Figura 6, se puede evidenciar el Núcleo utilizado para la prueba

Figura 6: Núcleo de la formación Productora del Pozo “Colombia01”



FUENTE: Elaborada por el autor

Durante la prueba se consideran tres fases importantes dentro del protocolo luego de que el núcleo es saturado y llevado a las condiciones más cercanamente posibles a las de yacimiento.

La Figura 7 muestra el protocolo de la prueba.

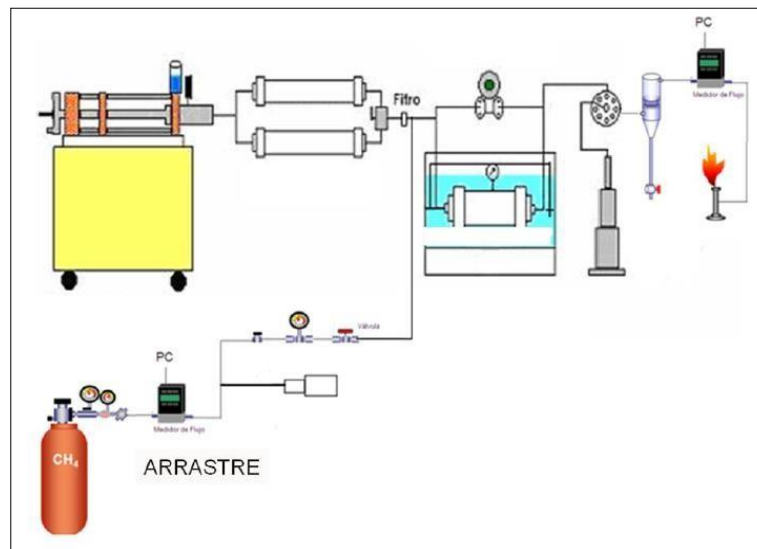
Figura 7: Protocolo Prueba desplazamiento de núcleos.



FUENTE: Elaborada por el autor

Todo el proceso está directamente conectado a un computador el cual toma las muestras de permeabilidad y realiza la construcción de una curva de N_p al finalizar cada fase. En la Figura 8 se evidencia el montaje experimental para la evaluación de propiedades petrofísicas básicas

Figura 8: Montaje Experimental Desplazamiento de Núcleos



FUENTE: Otorgado por Laboratorio Petrorocas

2.2 SENSIBILIDADES

Para determinar la sensibilidad adecuada, se tomaron muestras a diferentes concentraciones del químico que estaba siendo utilizado, y se aplicaron a una prueba de botellas para determinar al final del proceso, la concentración que mejor puede aceptar el sistema fluidos de producción-tratamiento químico.

2.3 TENSIONES INTERFACIALES

Se realiza también la prueba de tensiones interfaciales. El objetivo de esta prueba es determinar la tensión interfacial entre los fluidos de formación y el tratamiento de estimulación que es evaluado. La prueba es realizada por el método del anillo de gota giratoria. La obtención de bajas tensiones interfaciales garantiza que se generen bajas presiones capilares en la matriz mejorando el recobro de los fluidos posterior a un trabajo de estimulación.

En la Figura 9 se puede ver el equipo utilizado.

Figura 9: Tensiómetro de gota



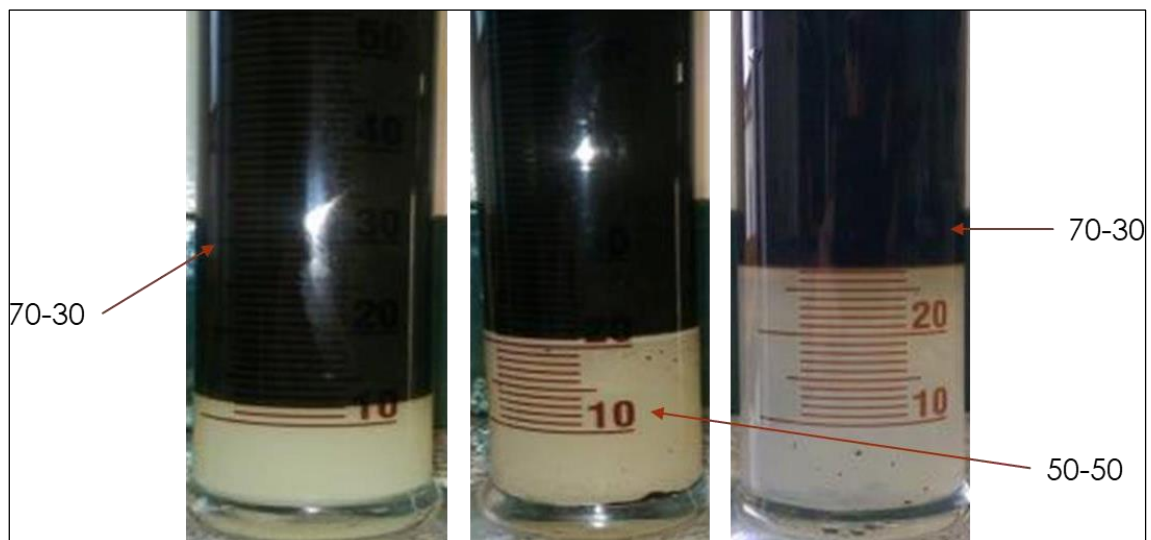
Fuente: Direct Industry, disponible en:
<https://www.directindustry.es/prod/kruess-gmbh/product-14849-1948343.html>

2.4 COMPATIBILIDADES DE LOS FLUIDOS

El procedimiento seguido se basó en el estándar API RP-42¹ la cual puede ser encontrada en el Anexo 2 para fines de estudio y consulta. Esta prueba se llevó a cabo en mezclas de aceite y Tratamiento que se prepararon en tres proporciones volumétricas diferentes; el procedimiento se llevó a cabo a una temperatura de 82 °C de acuerdo con la norma.

La Figura 10 muestra el montaje experimental de las compatibilidades entre el fluido producido por el Pozo “Colombia01” y el tratamiento con el químico.

Figura 10: Montaje Experimental de las Compatibilidades entre el Fluido Producido por el Pozo “Colombia01” y el Tratamiento con el químico.



FUENTE: Elaborada por el autor.

2.5 PRUEBA DE TAMAÑO DE GOTAS

La prueba de tamaño de gotas es importante debido a que a mayor esfuerzo cortante aplicado a la mezcla de petróleo-agua, el agua formará gotas cada vez más pequeñas y producirá una emulsión de mayor estabilidad. Así pues, se utilizó un lente microscópico especial en una muestra extraída directamente del Pozo para determinar el tamaño de gota con el tensiómetro de gota pendiente.

¹ Estandar API RP 42, Disponible en Anexos

2.6 PRUEBA DE MOJABILIDAD

Se decide realizar también una prueba de mojabilidad visual, cuyo objetivo es determinar la preferencia al mojado por agua o por aceite que experimentará la roca una vez el tratamiento de estimulación ha entrado en contacto con la formación. Se colocó en contacto la arena de formación con el tratamiento químico propuesto.

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

La primera prueba de la cual se analizan los resultados, es la de desplazamiento de núcleos.

3.1 PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO DE NÚCLEOS

La tabla 1 muestra las dimensiones de dicho núcleo.

Tabla 1: Dimensiones núcleo

LONGITUD (cm)	5,34
DIAMETRO (cm)	3,81
AREA (cm²)	11,38
VOLUMEN (cm³)	60,77
DENSIDAD APARENTE (g/ml)	2,43
VOLUMEN POROSO (cc)	3,62
POROSIDAD (%)	5,95

FUENTE: Elaborado por el autor.

La primera fase consiste en la toma de datos de K_{abs} , $K_o @ Sw_r$ y $K_g @ Sor$ de dicho núcleo. La Tabla 2 permite ver los datos iniciales obtenidos de Permeabilidad en la fase 1.

Tabla 2: Datos Iniciales Permeabilidad

PERMEABILIDAD ABSOLUTA (K_{abs})	1.8 mD
PERMEABILIDAD ACEITE (K_o)	1.05 mD
PERMEABILIDAD GAS (K_g)	5.63 mD

FUENTE: Elaborada por el autor

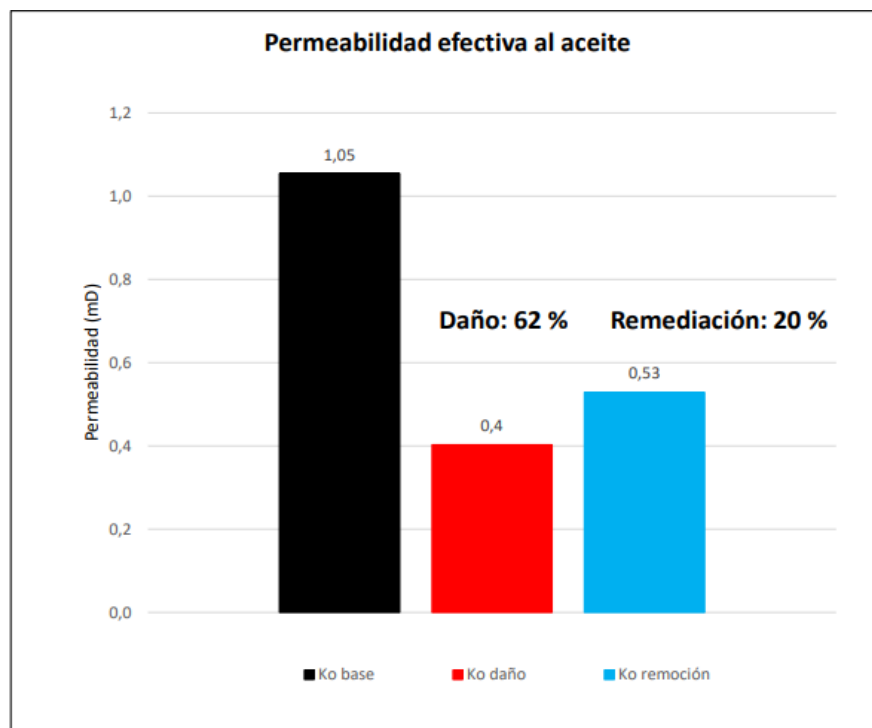
Los datos anteriores, son obtenidos del núcleo al momento de haber sido saturado y puesto a las condiciones más cercanas posibles a las de Yacimiento. En este caso, las condiciones son casi idénticas a las encontradas en el Pozo “Colombia01.” La permeabilidad efectiva al aceite base se determinó en 1,05 mD; la permeabilidad efectiva al gas base se registró en 5,63 mD; al realizar la inyección de salmuera, se determinó la permeabilidad absoluta de la muestra dando del orden de 1,8 mD

La segunda fase consiste en generar el daño por medio de la saturación del núcleo con el crudo disponible del Pozo “Colombia01” y dejando durante 12 horas que se remoje con una inyección de 0.5 Vp de N-Heptano y 0.5 Vp de aceite. Se toman nuevamente los datos de Ko y Kg.

La tercera y última fase de la prueba, consiste en la remoción, la cual se lleva a cabo con 0.5 Vp de tratamiento químico disuelto en una corriente de gas a una tasa de 1 L/min. Se toman por tercera vez los datos de Ko y Kg.

La Gráfica 1 muestra los resultados de permeabilidad obtenidos para el Aceite en cada fase de la prueba

Gráfica 1: Resultados Permeabilidad Efectiva al Aceite



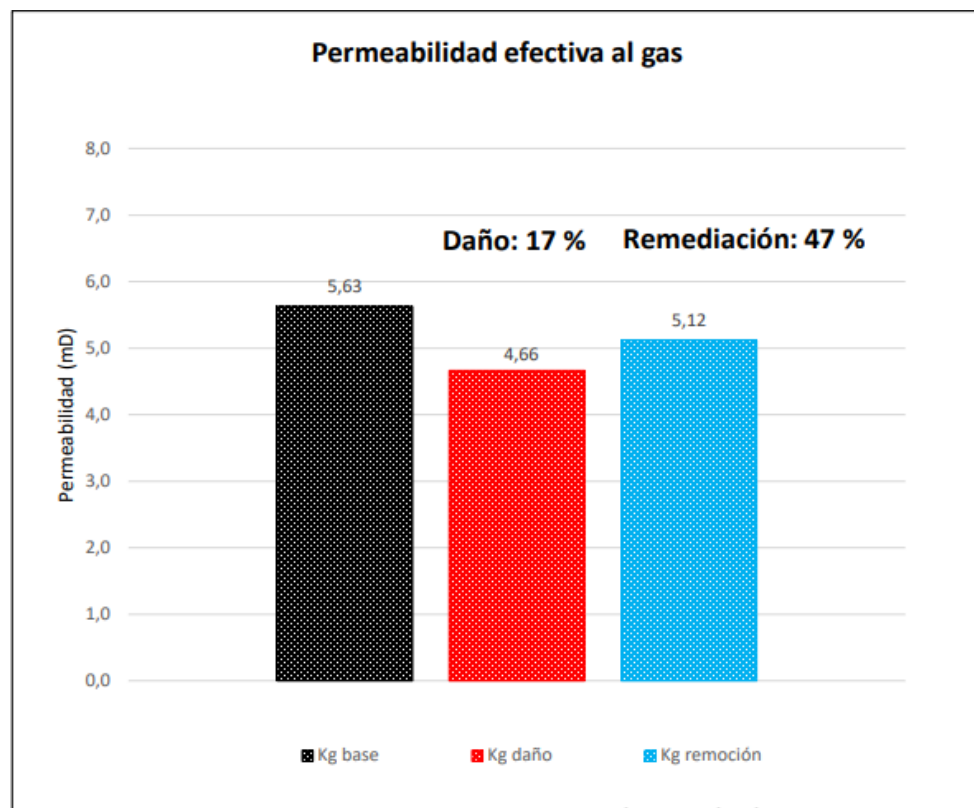
FUENTE: Laboratorio Petrocas, Laboratorio anexo de la Universidad Nacional, Sede Medellín

De la imagen anterior, se puede analizar que Al realizar el daño de formación por

asfaltenos con la inyección en paralelo del N-Heptano y el aceite, se presentó una disminución de la permeabilidad efectiva al aceite del 62%. A partir de la inyección del tratamiento disperso en gas, la permeabilidad efectiva al aceite logro tener una remediación del 20%.

En la Gráfica 2 se pueden apreciar los resultados de permeabilidad obtenidos para el Gas en cada fase de la prueba.

Gráfica 2: Resultados Permeabilidad Efectiva al Gas



FUENTE: Laboratorio Petrorocas, Laboratorio anexo de la Universidad Nacional, Sede Medellín

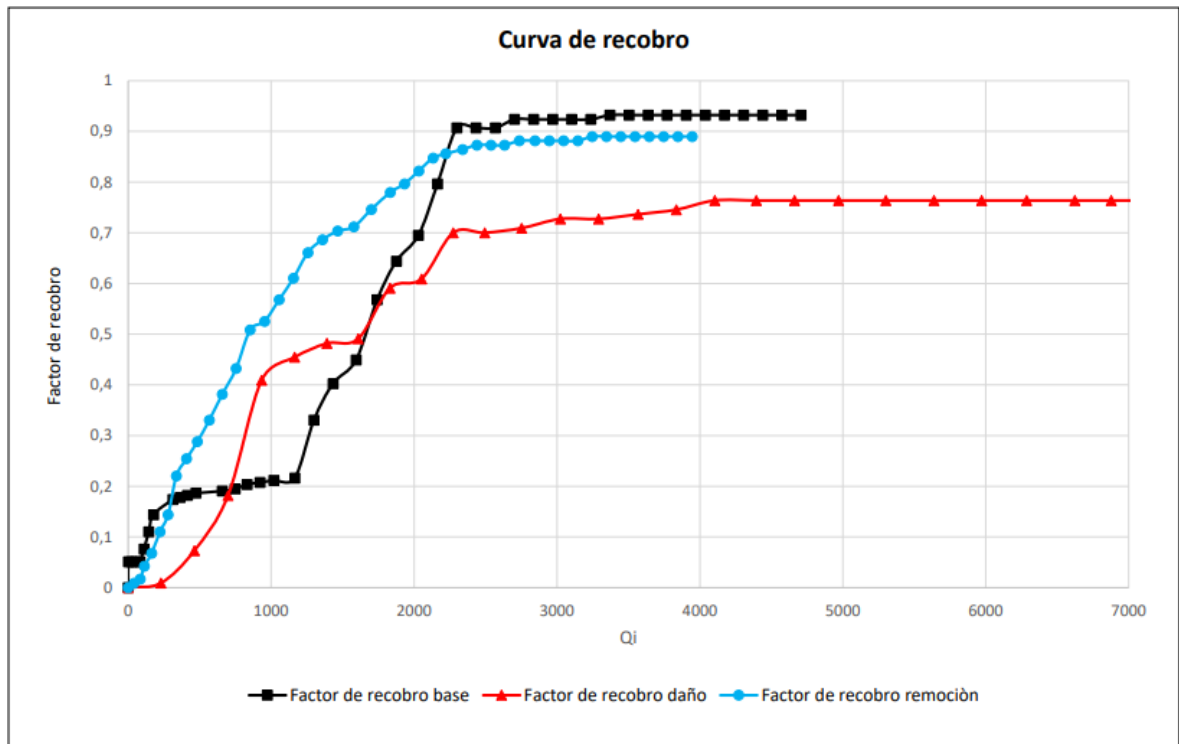
Al realizar el daño de formación por asfaltenos con la inyección en paralelo del N-Heptano y el aceite, se presentó una disminución de la permeabilidad efectiva al gas del 17%. A partir de la inyección del tratamiento disperso en gas, la permeabilidad efectiva al gas logró tener una remediación del 47%.

La muestra al tener una porosidad baja (5,95%), presenta de manera similar una permeabilidad al líquido baja (1,8 mD). Sin embargo durante la inyección del gas, este alcanzó permeabilidades del orden de 5 mD. Esta permeabilidad al gas es debido a que el gas por su baja viscosidad logra canalizarse por las gargantas de poro,

permitiendo mayor flujo a menores deltas de presión. A su vez, esto nos permite percibir que el tamaño de gota es inferior al que podría presentar problemas en la garganta poral del pozo, que nos genere taponamiento en la formación sin permitir el paso de aceite o gas a través de los poros de la formación productora en el Pozo “Colombia01.”

En la Gráfica 3 se presenta el factor de recobro calculado con los resultados de la prueba.

Gráfica 3: Factor de Recobro



FUENTE: Laboratorio Petrorocas, Laboratorio anexo de la Universidad Nacional, Sede Medellín

Se puede ver en las curvas de factor de recobro al momento del daño y de la remoción del mismo, presentan un comportamiento convencional con respecto a la curva de factor de recobro base. Luego de la generación del daño por asfaltenos, el factor de recobro disminuye en un 17% (evidenciado en la gráfica como línea de tendencia de color rojo), sin embargo luego de la inyección del tratamiento disperso en gas, se recupera el factor de recobro en un 15% (línea de tendencia de color azul) con respecto a la curva Np del daño.

3.2 SENSIBILIDADES

Para determinar la sensibilidad adecuada, se tomaron muestras a diferentes concentraciones del químico que estaba siendo utilizado, y se aplicaron a una prueba de botellas para determinar al final del proceso, la concentración que mejor puede aceptar el sistema fluidos de producción-tratamiento químico.

En la Figura 13 se evidencia la prueba de botellas.

Figura 11: Prueba de Botellas



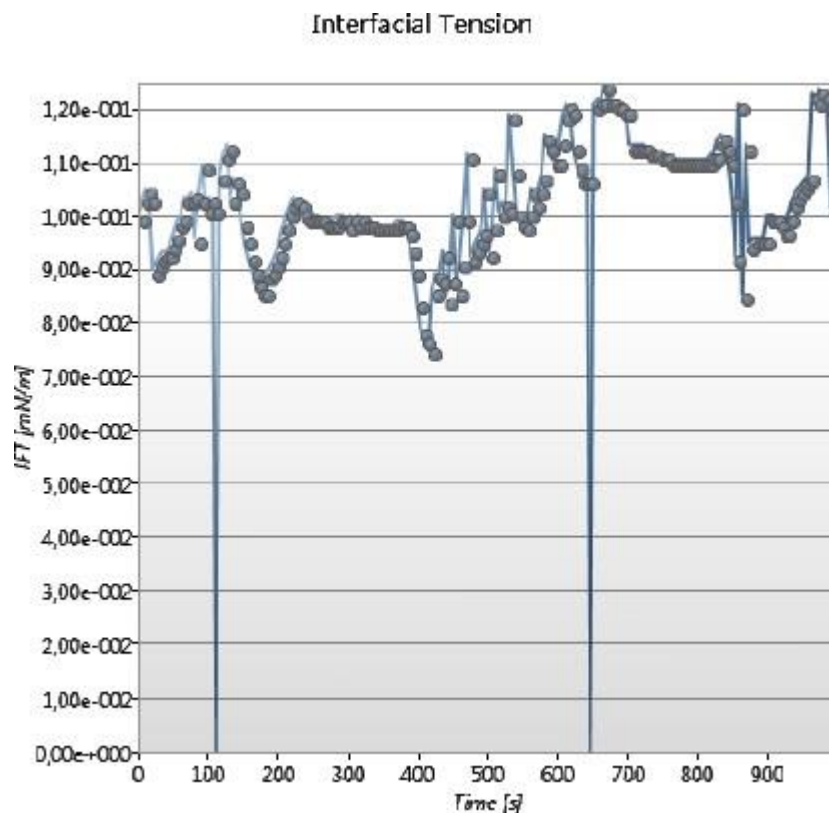
FUENTE: Extraído de "Estudio técnico económico del tratamiento químico para la deshidratación de crudo en el campo Shushufindi disponible en <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4077/1/CD-3843.pdf>

Por temas de confidencialidad, los resultados de estas pruebas no pueden ser evidenciados en este documento. Lo que se puede mencionarse, es el resultado que se utilizó, ya que al variar la concentración del químico, se puede identificar que lo más óptimo es una inyección de 0.5 volumen poroso de tratamiento disperso en una corriente de gas a una tasa de 1 L/min. Las demás concentraciones que fueron evaluadas no pueden ser presentadas dentro del Trabajo de Grado, debido a confidencialidad entre empresas.

3.3 PRUEBA DE TENSIÓN INTERFACIAL

La gráfica 4 permite evidenciar la tensión interfacial entre los fluidos de formación, en contacto con el químico, con respecto al tiempo

Gráfica 4: Prueba de Tensión Interfacial



FUENTE: Medidas Otorgadas por Laboratorio Labcut.

La Tabla 3 muestra los resultados puntuales representados en la gráfica 2.

Tabla 3: Resultados Prueba de Tensión Interfacial

Tiempo [s]	IFT [mN/m]	Temperatura [°C]	Velocidad [rpm]	Medida diámetro [pix]
0	9.96E-002	39,4	3100	351
5	1.03E-001	39,4	3099	355
10	1.05E-001	39,4	3099	357
15	1.03E-001	39,4	3100	355
20	8.98E-002	39,4	3100	339
25	9.14E-002	39,4	3100	341
30	9.22E-002	39,4	3099	342
35	9.30E-002	39,4	3099	343
40	9.30E-002	39,4	3099	343

Tabla 3. (Continuación)

Tiempo [s]	IFT [mN/m]	Temperatura [°C]	Velocidad [rpm]	Medida diámetro [pix]
45	9.46E-002	39,4	3098	345
50	9.63E-002	39,4	3100	347
55	9.88E-002	39,4	3099	350
60	9.96E-002	39,4	3100	351
65	1.03E-001	39,4	3099	355
70	1.03E-001	39,4	3099	355
75	1.04E-001	39,4	3100	356
80	9.54E-002	39,4	3101	346
85	1.03E-001	39,4	3099	355
91	1.09E-001	39,4	3098	362
96	1.01E-001	39,4	3099	353
101	1.03E-001	39,4	3099	355
106	1.01E-001	39,4	3100	353
116	1.07E-001	39,4	3099	360
121	1.11E-001	39,4	3100	364
126	1.13E-001	39,4	3100	366
131	1.03E-001	39,4	3100	355
136	1.07E-001	39,5	3100	359
141	1.05E-001	39,5	3098	357
146	9.88E-002	39,5	3099	350
151	9.54E-002	39,5	3101	346
156	9.22E-002	39,5	3101	342
161	8.98E-002	39,5	3100	339
166	8.74E-002	39,5	3100	336
171	8.58E-002	39,5	3100	334
176	8.58E-002	39,5	3100	334
181	8.90E-002	39,5	3102	338
187	8.98E-002	39,5	3100	339
192	9.14E-002	39,5	3098	341
197	9.30E-002	39,5	3097	343
202	9.54E-002	39,5	3099	346
207	9.79E-002	39,5	3100	349
212	1.00E-001	39,5	3100	352
217	1.02E-001	39,5	3100	354
222	1.03E-001	39,5	3099	355
227	1.02E-001	39,5	3100	354

Tabla 3. (Continuación)

Tiempo [s]	IFT [mN/m]	Temperatura [°C]	Velocidad [rpm]	Medida diámetro [pix]
232	1.00E-001	39,5	3100	352
237	9.96E-002	39,5	3100	351
242	9.96E-002	39,5	3100	351
247	9.96E-002	39,5	3099	351
252	9.96E-002	39,5	3100	351
257	9.96E-002	39,5	3099	351
262	9.88E-002	39,5	3100	350
267	9.88E-002	39,5	3099	350
272	9.88E-002	39,5	3100	350
277	9.88E-002	39,5	3099	350
282	9.96E-002	39,5	3099	351
287	9.96E-002	39,5	3101	351
292	9.96E-002	39,5	3099	351
297	9.79E-002	39,5	3099	349
303	9.96E-002	39,5	3099	351
308	9.88E-002	39,5	3098	350
313	9.96E-002	39,5	3100	351
318	9.88E-002	39,5	3101	350
323	9.88E-002	39,5	3100	350
328	9.88E-002	39,5	3100	350
333	9.79E-002	39,5	3099	349
338	9.79E-002	39,5	3100	349
343	9.79E-002	39,5	3100	349
348	9.79E-002	39,5	3100	349
353	9.79E-002	39,5	3101	349
358	9.79E-002	39,5	3099	349
363	9.79E-002	39,5	3100	349
368	9.88E-002	39,5	3099	350
373	9.88E-002	39,5	3099	350
378	9.88E-002	39,5	3101	350
383	9.71E-002	39,5	3099	348
388	9.38E-002	39,5	3099	344
393	8.98E-002	39,5	3099	339
398	8.36E-002	39,5	3100	331
403	7.84E-002	39,5	3101	324
408	7.69E-002	39,5	3099	322

Tabla 3. (Continuación)

Tiempo [s]	IFT [mN/m]	Temperatura [°C]	Velocidad [rpm]	Medida diámetro [pix]
414	7.48E-002	39,5	3100	319
419	8.58E-002	39,5	3098	334
424	8.90E-002	39,5	3099	338
429	8.82E-002	39,5	3099	337
434	9.30E-002	39,5	3100	343
439	8.43E-002	39,5	3099	332
444	8.82E-002	39,5	3099	337
449	9.96E-002	39,5	3099	351
454	8.58E-002	39,5	3099	334
459	9.14E-002	39,5	3099	341
464	9.96E-002	39,5	3100	351
469	1.11E-001	39,5	3101	364
474	9.22E-002	39,5	3100	342
479	9.38E-002	39,5	3099	344
484	9.54E-002	39,5	3099	346
489	9.71E-002	39,5	3100	348
494	1.05E-001	39,5	3101	357
499	9.30E-002	39,5	3101	343
504	9.79E-002	39,5	3099	349
509	1.08E-001	39,5	3099	361
514	1.00E-001	39,5	3099	352
519	1.02E-001	39,5	3100	354
524	1.01E-001	39,5	3098	353
529	1.19E-001	39,5	3100	372
534	1.08E-001	39,5	3101	361
539	1.00E-001	39,5	3099	352
544	9.88E-002	39,5	3100	350
550	9.79E-002	39,5	3099	349
555	1.00E-001	39,5	3099	352
560	1.05E-001	39,5	3100	357
565	1.02E-001	39,5	3098	354
570	1.05E-001	39,5	3101	357
575	1.07E-001	39,5	3099	360
580	1.15E-001	39,5	3099	368
585	1.13E-001	39,5	3099	366
590	1.10E-001	39,5	3102	363

Tabla 3. (Continuación)

Tiempo [s]	IFT [mN/m]	Temperatura [°C]	Velocidad [rpm]	Medida diámetro [pix]
595	1.10E-001	39,5	3100	363
600	1.14E-001	39,5	3100	367
605	1.19E-001	39,5	3099	372
610	1.21E-001	39,5	3098	374
615	1.20E-001	39,5	3100	373
620	1.13E-001	39,5	3100	366
625	1.09E-001	39,5	3100	362
630	1.07E-001	39,5	3100	359
635	1.07E-001	39,5	3100	359
640	1.07E-001	39,5	3099	359
650	1.21E-001	39,5	3099	374
655	1.21E-001	39,5	3100	375
660	1.21E-001	39,5	3100	375
665	1.24E-001	39,5	3101	378
670	1.21E-001	39,5	3100	375
675	1.21E-001	39,5	3100	375
680	1.21E-001	39,5	3099	374
685	1.21E-001	39,5	3098	374
690	1.20E-001	39,5	3100	373
695	1.20E-001	39,5	3100	373
701	1.13E-001	39,5	3101	366
706	1.13E-001	39,5	3100	366
711	1.13E-001	39,5	3098	366
716	1.13E-001	39,5	3099	366
721	1.13E-001	39,5	3100	366
726	1.12E-001	39,5	3098	365
731	1.12E-001	39,5	3101	365
736	1.12E-001	39,5	3100	365
741	1.11E-001	39,5	3099	364
746	1.11E-001	39,5	3100	364
751	1.11E-001	39,5	3099	364
756	1.10E-001	39,5	3099	363
761	1.10E-001	39,5	3101	363
766	1.10E-001	39,5	3098	363
771	1.10E-001	39,5	3099	363
776	1.10E-001	39,5	3098	363

Tabla 3. (Continuación)

Tiempo [s]	IFT [mN/m]	Temperatura [°C]	Velocidad [rpm]	Medida diámetro [pix]
781	1.10E-001	39,5	3100	363
786	1.10E-001	39,5	3101	363
791	1.10E-001	39,5	3100	363
796	1.10E-001	39,5	3100	363
801	1.10E-001	39,5	3098	363
806	1.10E-001	39,5	3101	363
811	1.10E-001	39,5	3101	363
816	1.11E-001	39,5	3099	364
821	1.11E-001	39,5	3100	364
826	1.14E-001	39,5	3099	367
831	1.15E-001	39,5	3099	368
836	1.13E-001	39,5	3100	366
842	1.10E-001	39,5	3100	363
847	1.03E-001	39,5	3102	355
852	9.22E-002	39,5	3099	342
857	1.21E-001	39,5	3098	374
862	8.51E-002	39,5	3100	333
867	1.13E-001	39,5	3099	366
872	9.46E-002	39,5	3101	345
877	9.54E-002	39,5	3100	346
882	9.54E-002	39,5	3100	346
887	9.54E-002	39,5	3099	346
892	9.54E-002	39,5	3098	346
897	9.96E-002	39,5	3099	351
902	9.96E-002	39,5	3098	351
907	9.96E-002	39,5	3099	351
912	9.88E-002	39,5	3099	350
917	9.71E-002	39,5	3098	348
922	9.71E-002	39,5	3099	348
927	9.96E-002	39,5	3100	351
932	1.02E-001	39,5	3099	354
937	1.04E-001	39,5	3099	356
942	1.05E-001	39,5	3099	357
947	1.06E-001	39,5	3100	358
952	1.07E-001	39,5	3099	359
957	1.07E-001	39,5	3101	360

Tabla 3. (Continuación)

Tiempo [s]	IFT [mN/m]	Temperatura [°C]	Velocidad [rpm]	Medida diámetro [pix]
962	1.22E-001	39,5	3097	376
967	1.21E-001	39,5	3099	375
972	1.23E-001	39,5	3099	377
978	1.22E-001	39,5	3100	376
983	1.21E-001	39,5	3100	374
988	1.01E-001	39,5	3100	353
993	1.12E-001	39,5	3098	365
998	1.13E-001	39,5	3098	366

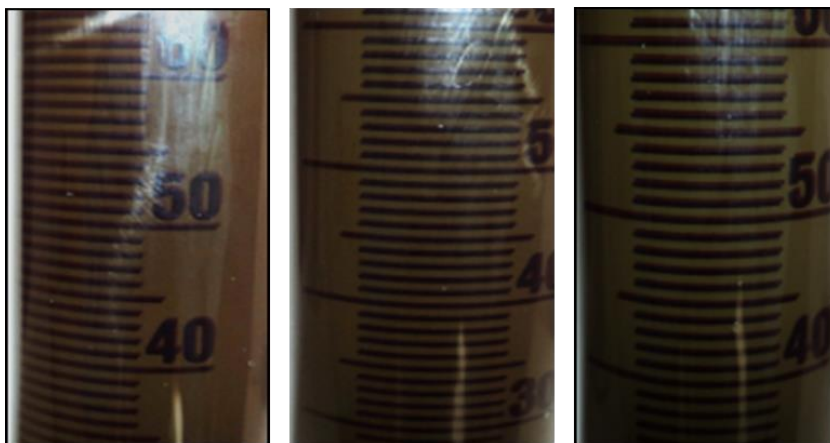
FUENTE: Otorgada por LabCut y Editada por el autor

La prueba de tensión interfacial otorga una gráfica que muestra la tensión interfacial con respecto al tiempo, cuando los fluidos de formación están en contacto con el químico utilizado en el tratamiento de control de emulsiones por daño generados por Asfaltenos, obteniendo valores de tensión interfacial menores a 0.1 mN/m, lo cual genera bajas presiones capilares y mayor recuperación de los fluidos bombeados.

3.4 COMPATIBILIDAD DE LOS FLUIDOS

En la Figura 10, se ve como fue estudiada también la compatibilidad entre los fluidos producidos y el sistema de tratamiento químico, donde se puede determinar que no hubo generación de precipitados, emulsiones y/o incompatibilidades entre el sistema químico orgánico y los fluidos de producción del Pozo “Colombia01.”

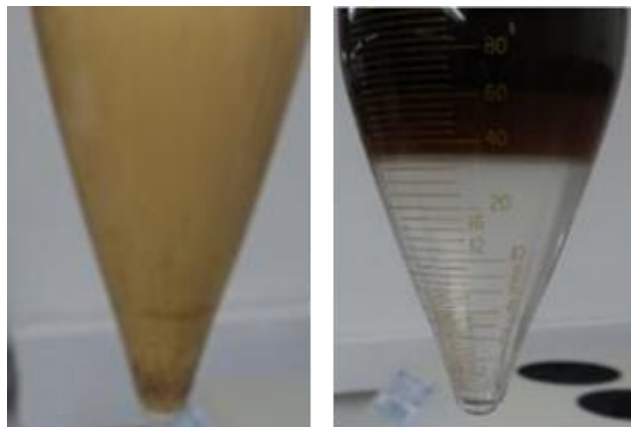
Figura 12: Compatibilidad entre Fluido de producción y Tratamiento químico.



FUENTE: Elaborado por el autor

Todas las muestras rompieron con tiempos menores a 30 minutos. En la Figura 11, se puede apreciar la imagen de la prueba de generación y rompimiento de emulsión.

Figura 13: Generación y Rompimiento de Emulsiones



FUENTE: Elaborada por el autor

Se puede ver como en un tiempo menor a 30 minutos, se rompe la emulsión generada cuando se compara un sistema a razón de 20% de Tratamiento y 80% de Fluido de Producción del Pozo “Colombia01.”

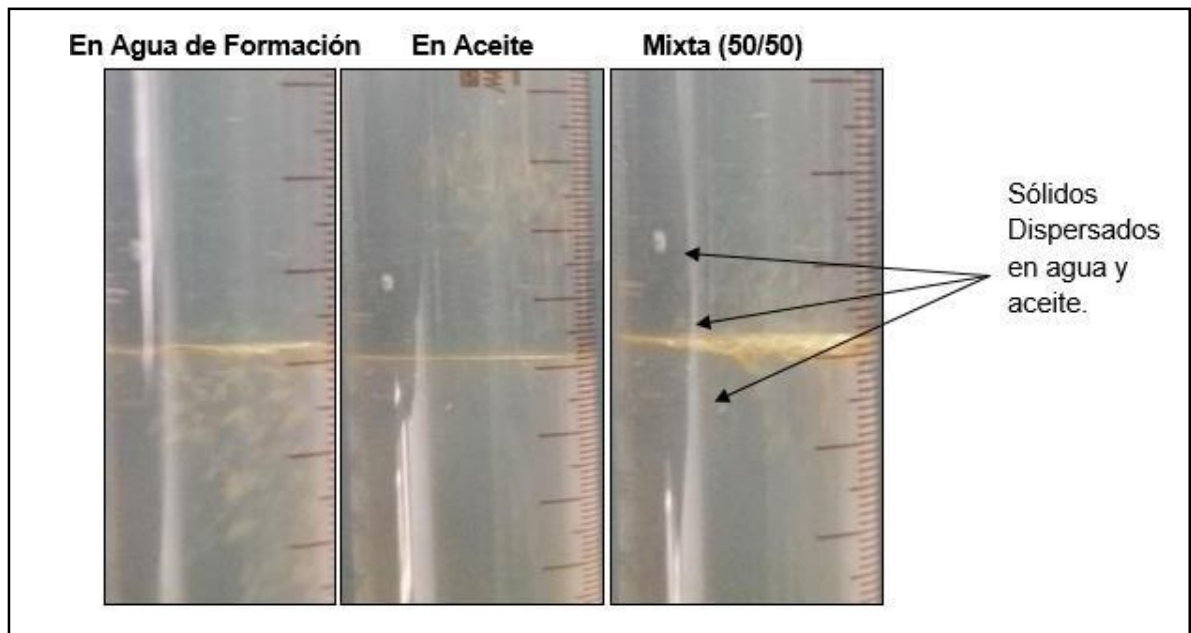
3.5 PRUEBA DE TAMAÑO DE GOTA

La prueba de tamaño de Gota arroja valores que no son significativos al ser gotas que su tamaño no varía con respecto a los 998 segundos estudiados en la prueba con el tensiómetro, otorgando un valor promedio de 355 pix de diámetro medido evaluados aproximadamente cada 5 segundos durante poco más de 16 minutos. Se realizaron réplicas obteniendo valores muy cercanos, por lo cual se puede decir que el valor no afecta las pruebas y no debe ser considerado en este estudio.

3.6 PRUEBA DE MOJABILIDAD VISUAL

En la Figura 12 se observa la dispersión de los granos impregnados con tratamiento en el agua de formación y varsol.

Figura 14: Mojabilidad Mixta



FUENTE: Elaborado por el autor

Se observó posteriormente si los granos de arena humectados con el tratamiento se dispersan o aglomeran al pasar a través de una probeta con agua y con varsol, ya que esta es indicativo de que las arenas quedan preferencialmente mojadas al agua. Por el contrario si las arenas aglomeran en agua y dispersan en varsol significa que las arenas tienen preferencia a ser mojadas por aceite. En algunos casos es posible observar que las arenas se dispersan en agua y varsol, indicando una mojabilidad mixta. En el caso de estas pruebas de mojabilidad visual, se

evidencia que al poner en contacto arena Ottawa con el sistema de tratamiento químico, se obtiene mojabilidad mixta.

4. CONCLUSIONES

- A partir de la inyección del tratamiento disperso en gas metano, se logra observar una remediación en las permeabilidades efectivas al aceite y al gas de 20% y 47% respectivamente.
- Durante el recobro de aceite a partir de la inyección del gas, se observó que el factor de recobro se incrementó luego de la inyección del tratamiento disperso en gas. Estos comportamientos de las curvas de factor de recobro dependen de la inyección del gas, de la canalización que esté presente en el medio poroso.
- Al variar la concentración del químico, gracias a las diferentes sensibilidades, se puede identificar que lo más óptimo es una inyección de 0.5 volumen poroso de tratamiento disperso en una corriente de gas a una tasa de 1 L/min.
- Cuando los fluidos de formación están en contacto con el químico utilizado en el tratamiento de control de emulsiones por daño generados por Asfaltenos, se obtienen valores de tensión interfacial menores a 0.1 mN/m, lo cual genera bajas presiones capilares y mayor recuperación de los fluidos bombeados.
- Luego de la generación del daño por asfaltenos, el factor de recobro disminuye en un 17%, sin embargo luego de la inyección del tratamiento disperso en gas, se recupera el factor de recobro en un 15% con respecto a la curva N_p del daño.
- La muestra al tener una porosidad baja (5,95%), presenta de manera similar una permeabilidad al líquido baja (1,8 mD). Sin embargo durante la inyección del gas, este alcanzó permeabilidades del orden de 5 mD. Esta permeabilidad al gas es debido a que el gas por su baja viscosidad logra canalizarse por las gargantas de poro, permitiendo mayor flujo a menores deltas de presión.
- El tamaño de gota es inferior al que podría presentar problemas en la garganta poral del pozo, que nos genere taponamiento en la formación sin permitir el paso de aceite o gas a través de los poros de la formación productora en el Pozo “Colombia01.”
- El sistema de Tratamiento químico es totalmente factible para ser usado en la inyección de yacimientos como disolvente orgánico e inhibidor de asfaltenos dispersos en gas.
- En las condiciones de prueba evaluadas, el sistema de tratamiento químico

orgánico probado, es totalmente compatible con los fluidos de producción actual del Pozo

- “Colombia01”, presentando buena detergencia y una tendencia de asfaltenos altamente inestables.

5. RECOMENDACIONES

- Evaluar el comportamiento de la producción con respecto al tiempo para determinar qué tan efectivo es la inyección de gas con el químico del tipo surfactante disolvente e inhibidor de asfaltenos a nivel de yacimiento.
- Estudiar cada 4 meses el cambio en el tamaño de gota, para calcular la razón de cambio y si éste ocasiona disminución en la producción.
- Estudiar la Tensión Interfacial a mayores tiempos de prueba.
- Realiza pruebas con químicos afines al surfactante disolvente e inhibidor de asfaltenos con el fin de conocer si existe algún producto que al entrar en contacto con los fluidos de producción, genere mejores resultados que los arrojados por este.

BIBLIOGRAFÍA

A. Moro Martínez, J. Falcón Hernández. *Separación de agua del petróleo por acción del campo eléctrico*. Revista Cubana de Química, vol. XVIII, núm 1, 2006.

Agencia Nacional de Hidrocarburos. PETRÓLEO Y FUTURO, Revista, Bogotá D.C, Colombia, Primera edición, febrero 2009.

Agencia Nacional de Hidrocarburos. CONCEPTOS BÁSICOS DE GEOLOGÍA Y GEOFÍSICA, Cartilla informativa, Bogotá D.C, Colombia.

AIS, Asociación de ingeniería sísmica, Ingeominas, Estudio General de Amenaza Sísmica de Colombia, Bogotá D.C, Colombia, 1996.

AIS, Asociación de ingeniera sísmica, comité AIS 300, Estudio General de Amenaza Sísmica de Colombia, Bogotá D.C, Colombia, 2009.

ANDERSEN, Mark A., DUNCAN, Brente, MCLIN, Ryan. *Los núcleos en la evaluación de formaciones*. Houston, Texas, EUA, Prueba de núcleo.

BADDELEY, Adrian. Analysing spatial point patterns in R, CSIRO and University of Western Australia, Workshop Notes, December 2010.

BORGES, Oswaldo. Los Asfaltenos y sus efectos en la producción del petróleo [en línea] (6 de Abril de 2013) [consultado: 16 de Septiembre de 2019]. Disponible en: <https://www.portaldelpetroleo.com/2013/04/los-asfaltenos-y-sus-efectos-en-la.html>

ECOPETROL. *Protocolo pruebas de botella para la selección de especies químicas deshidratantes en crudos de la coordinación Huila – Batería Dina cretáceos proceso best in class aplicable como metodología ante fallas técnicas para el contrato 5210390*, prueba de botellas, 2018, <https://www.academia.edu>

FIGUEROA SOTO, Angel Gregorio. ANÁLISIS DE TIEMPO INTEREVENTO EN SECUENCIAS DE RÉPLICAS PARA LA IDENTIFICACION DE ESTADOS DE RELAJACIÓN DEL ESFUERZO, Tesis Doctoral, Universidad Nacional Autónoma de Mexico, Mexico D.F, 2009.

SALAGER, Jean L. Uso de surfactantes en la industria petrolera, recuperación mejorada, 2018, <http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S350A.pdf>

Schlumberger, Oilfield Glossary, asfaltenos, 2018, www.glossary.oilfield.slb.com

Schlumberger, Oilfield Glossary, inyección de gas, 2018, www.glossary.oilfield.slb.com

Schlumberger, Oilfield Glossary, prueba de compatibilidad de fluidos, 2018, www.glossary.oilfield.slb.com

Schlumberger, Oilfield Glossary, tension interfacial, 2018, www.glossary.oilfield.slb.com

UDÍAS. Agustín. La Tierra Estructura y dinámica, primera edición, Barcelona, España, 1985, pgs. 179-181.

ANEXOS

**ANEXO A.
CONCEPTO GASTIM – UNA TÉCNICA NOVEDOSA PARA ESTIMULACIÓN DE
POZOS. PARTE I: ENTENDIENDO LA FÍSICA**



SPE 152309

**GaStim Concept - A Novel Technique for Well Stimulation. Part I:
Understanding the Physics**

A. Restrepo, A. Ocampo, Equion Energia Ltd; S. Lopera, M. Diaz, Universidad Nacional de Colombia; J. Clavijo, Equion Energia Ltd; J. Marin, Universidad Industrial de Santander

Copyright 2012, Society of Petroleum Engineers

This paper was prepared for presentation at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Mexico City, Mexico, 16–18 April 2012.

This paper was selected for presentation by an SPE program committee following review of information contained in an abstract submitted by the author(s). Contents of the paper have not been reviewed by the Society of Petroleum Engineers and are subject to correction by the author(s). The material does not necessarily reflect any position of the Society of Petroleum Engineers, its officers, or members. Electronic reproduction, distribution, or storage of any part of this paper without the written consent of the Society of Petroleum Engineers is prohibited. Permission to reproduce in print is restricted to an abstract of not more than 300 words; illustrations may not be copied. The abstract must contain conspicuous acknowledgment of SPE copyright.

Abstract

Well stimulation for production or injection enhancement in mature fields is a key and challenging task. Loss of reservoir energy due to pressure depletion coupled with complex damage scenarios existing in adverse petro physical environments can become restrictive factors for the proper performance of conventional liquid based chemical stimulation systems. Main limitations are normally related to high interfacial tensions preventing optimal well's clean up and cost-effective achievable penetrations. This work presents a new well stimulation concept in which the carrying system is gas instead of liquid. The overall study will be presented in 2 parts. Part I will discuss basic physical questions related to treatment durability as a function of deployment method (continuous dispersion vs liquid batch gas displacement) for at least two damage scenarios of particular interest: asphaltene deposition and condensate blockage. A basic mechanistic simulation is also presented for benefit estimations at well scale. Part II will focus on field trials design and execution using micellar and/or fluoropolymer type of chemistries that exhibited the best performance when tested under laboratory conditions.

Experiments herein presented were done in formation sandstone cores simulating reservoir conditions. It is shown that natural gas when used as the carrying system to deploy conventional asphaltene dissolution and condensate removal chemistries enhances both K_o re-establishment and treatment durability as compared to equivalent liquid-based applications. Additional studies are being performed to maximize the effectiveness of the GaStim concept. Sensibilities to gas type (N_2 , CO_2), added chemical and dosages as long as field trial documentation will be presented in part II of the present work.

GaStim concept is presented as a novel chemical stimulation technique potentially allowing deeper penetrations and better chemical adsorptions. Its potential, although still not fully undiscovered, is certainly supported by higher K_o re-establishment values and longer treatment durabilities observed.

Introduction

Formation damage and skin factor are common and key concepts behind any well stimulation strategy. Very often, damage mechanisms are assumed to be confined to the first feet into the formation and treatments are deployed accordingly. For this case, stimulation benefits are estimated through conventional well performance –IPR- evaluations where S reduction reflects expected PI improvements. Even though, there exists types of damages not necessarily limited to the first feet from the wellbore and its modeling and control can imply additional challenges as compared to near wellbore skin damage concept. Typical deep damage mechanisms (DDM) include asphaltene deposition in compositional environments, condensate blockage (especially at reservoir pressures near dew point), fines destabilization by waterflooding processes or total k reduction in stress dependant permeability environments.

The present study documents a first set of approaches for DDM modeling and control in quartzarenite formations producing compositional fluids under a gas re-injection scheme in fields located throughout the Colombian foothills – South America. Regain permeability tests and single well modeling are documented for two specific DDM:

- Asphaltene deposition under depletion and gas re-injection. Volatile oil system.
- Condensate blockage at reservoir pressures near or below dew point. Retrograde gas condensate system.

Although the above mentioned mechanisms have been historically treated in the study fields through conventional liquid-based stimulation, a new approach is proposed for an enhanced control. Gas and not liquid, has been used in core flood experiments as the carrying system for chemical packages already deployed in liquid. It is proposed that such an approach has positive implications that include but are not limited to:

- Better areal and vertical chemicals distribution promoted by gas diffusion effects.
- Increase of treatment radius.
- Enhanced adsorption of the chemicals favoring durability.
- Reduction of capillary effects favoring hydrocarbon Krs and flow back efficiency.

Whenever operational procedures can be safely deployed, this technique could bring stimulation practices to a next level. In the following lines some of the most relevant physical concepts are presented followed by a description of the laboratory protocols implemented. A single well simulation exercise is also included to complement final section of results and discussion.

Theoretical Review (Refs 1 to 13)

Transport of chemicals by liquid or gas has been broadly studied due to its importance for EOR processes and its relationship with other relevant aspects of flow through porous media. Its physical understanding, involve several concepts like diffusion, dispersion and adsorption and its modeling, the incorporation of fundamental laws such as diffusion equation, Stoke's law and Fick's law. Practical applications have included both simulation and laboratory work mainly aimed on the optimization of the recovery process for a cost-effective deployment of different technologies.

For the present work, two subjects are of particular interest. First, the *physics of transport phenomena* describing fluid–fluid and rock–fluid thermo dynamical interactions and the role of the basic properties of the interacting phases, those of the propagation media and the type of flow regime in transport dynamics and second, the *chemistry of surfactants* potentially deployable through the GaStim approach herein presented.

In general, the first subject documents that dispersion, which results from an interaction between convective spreading or mechanical dispersion and diffusion, help to prevent fingering and channeling which is very useful for an efficient sweep. It also document that dispersion is highly favored when non spherical / wide grain size distributions coupled with high velocities (turbulent flow) and low viscosity low density fluids are present. Gravity effects become also important as they tend to reduce dispersion effects especially when unfavorable mobility ratios are encountered. Other aspects such as immobile phase saturation and gas trapping have been also studied although its effects less understood.

Regarding the chemistry of surfactants, it is worth mentioning that great progressions have been attained over the last years, especially in the manufacturing processes and applications in the EOR and IOR arena. Mostly intended as interfacial tension modifiers, the role of surfactants in many processes such as dispersion, emulsification, foaming, coating and detergency has been broadly studied. Of special importance, we find the concepts of adsorption and surfactant retention as they have a direct impact on sweep efficiency. The adsorption on solid surface affects the transport of surfactant and depends on surfactant concentration, the type of surfactant structure in the solid- liquid contact (fig 1), the nature of the solid surface (charge and polarity), the molecular structure of surfactant molecules (head group charge and characteristics of

hydrophobic tail) and the characteristics of the liquid phase (PH, electrolyte concentration, presence of additives and temperature¹). Surfactant retention is also a major factor limiting effectiveness of oil recovery as it affects surfactant concentration on the front². Experimental work has reported that adsorption dynamics are faster at lower viscosities and that at higher flow velocities the adsorption process is more important than the mass dispersion mechanism. Others effects such as drive-water salinity and phase trapping have been studied but will not be detailed in the present review.

Some notes on Last Generation Surfactants

Stimulation with gas is proposed for those environments in which damage mechanism relies far away from the wellbore. For the specific applications under study which are **asphaltene** and **condensate blockage** removal and inhibition, last generation surfactants are seen as very promising solute systems. The main target is to obtain the minimum achievable IFTs and the higher retention (to prevent damage re-establishment) under a cost – effective scheme and without compromising effective deployment over the treatment radius³.

For the above mentioned purpose, a first stage of laboratory experiments has included the incorporation of conventional solvents and alcohols for asphaltene and condensate control respectively. Results are presented in the following sections. Even though, a next level of performance is being pursued through the incorporation of micellar surfactants, nano emulsions⁴ and micro emulsions, all surfactants of last generation chemistries and that could enhance treatment effectiveness as their advantages include (but are not limited to):

- They are not greatly affected by gravity segregation.
- Its performance is not highly dependant on ultimate surfactant availability.
- Small size of the dispersed phase (smaller than wavelength of light) allowing them to reach smaller pores.
- They are thermodynamically stable, exhibit ultra low interfacial tension values ($\sim 10^{-1}$ to 10^{-3} dyn/cm) and small particle size ranges (~ 10 to 50 nm).
- They form spontaneously and not require additional energy.
- The small droplet size prevents flocculation enabling the system to remain dispersed with no separation.

Based on the theoretical aspects so far illustrated, a first stage of laboratory experiments were designed and executed. Main objective of the tests has been to gain knowledge on the critical variables governing concept scaling to field conditions. A basic simulation exercise was also performed to estimate potential benefit of this technique and identify main prediction uncertainties that should be diminished by further lab work.

Experimental Work

Coreflood experiments were designed to understand the effect of stimulation with gas under two scenarios of particular interest:

- Asphaltene deposition in a highly under saturated volatile oil system.
- Condensate blockage in a gas retrograde system already depleted below dew point.

All the tests were conducted at 265 degF, 2500 psi of confining pressure and fixed delta P (gas discharge pressures up to 1500 psi and 1atm pore pressure). Variations in Qg were recorded to estimate Kg before and after inducing damage.

¹ The increase in temperature increase adsorption of non- ionic surfactants on solid surfaces since the solubility of non-ionic surfactants in water decreases with increase temperature. On the other hand, increasing temperature decreases the adsorption of ionic surfactants on solid surfaces because the solubility of ionic surfactant increases with increases temperature.

² An increase in surfactant concentration cause surfactant tails start to orient toward gas or non polar liquid since there is no enough space for the surfactant molecules to lie flat on the surface. Surfactant retention can take place by hydrophobic bonding (occur between the hydrophobic surfactant tail and the hydrophobic tails of the surfactant from the liquid phase), electrostatic interaction (occur between the ionic head groups of the surfactant and the oppositely charged solid surface), acid-base interaction (occur due to hydrogen bonding), polarization of π electron (occurs between the surfactant head group which has electro-rich aromatic nuclei and the positively charged solid surface) or dispersion forces (occur due to London- Van Der Waals forces between the surfactant molecules and the solid surfaces). Adsorption of surfactant on solid surfaces is generally described by adsorption isotherms.

³ Areal and vertical conformances are desirable. High chemicals adsorption although not desirable for most of EOR processes, can help preventing damage restitution in the treated zone in a GaStim application.

⁴ Nanoemulsions are transparent or translucent systems mostly covering the size range 50-200 nm. Unlike microemulsions (which are also transparent or translucent and thermodynamically stable) nanoemulsion are only kinetically stable, however their long term physical stability (with no apparent flocculation or coalescence) make them unique. Nanoemulsions are also most suitable for efficient delivery of active chemicals as given that lower concentrations are required as compared to microemulsions (which require a high surfactant concentration, usually in the region of 20 % and higher).

Synthetic gas resembling injected gas composition⁵ and representative reservoir fluids and rock were used in all of the stages. Fluid base of the stimulation systems were DANY⁶ for the asphaltenes case and an alcohol blend for the condensate one.

Experimental apparatus is depicted on fig 2. The only difference is that for the asphaltene scenario, a slim tube⁷ is used and for the condensate, a conventional 1 ½ in x 3 in core holder is utilized. Followed procedure is shown in tables 1a and 1b.

With the purpose of determining optimal chemical dosages and estimating differences on treatment performance, variations in product concentration and deployment technique (continuous dispersion vs liquid batch injection followed by gas displacement) were introduced to the experiments. Results are presented on the final section.

Single Well Simulation

Two simulation exercises were carried out in order to estimate production benefit of the GaStim technique in both asphaltene damage and condensate blockage scenarios. Summary of the models' characteristics are as follows:

- Layer cake model.
- 2 wells: 1 gas injector and 1 producer.
- GOR and pressure data were matched to reproduce the gas injection phenomenon and the condensate banking and asphaltene deposition effect⁸.

Figs 3a and 3b show model schemes for the two damage scenarios.

According to the laboratory results, asphaltenes can be effectively removed if equivalent concentrations between 600 and 1000 ppm⁹ of a suitable solvent are injected into the reservoir via gas injection. Also, it is reported that after GaStimulation, damage restitution through n-heptane injection is not as critical as in the base case (fig 5). This indicates that an inhibition effect would be expected and thus, simulation runs are allowed to reflect this behavior (i.e. stimulated Krs remained for longer periods as penetration radius increases). Damage removal is represented by the stimulated Kr curves depicted on fig 4a. Results are presented in fig 6 and discussed in the final section.

Condensate blockage damage and removal were also simulated. Base line condition of condensate appearance is attained resembling natural production and depletion of the system. After this, a conventional stimulation approach in which penetration radius and PI improvement are known is simulated¹⁰. The objective in this simulation was to establish the differences in PI improvement with increasing penetration radius while maintaining durability of the stimulation effect fixed in all the cases (~ 1 month). The stimulation effect is represented according to "enhanced" Krs in fig 4b. Results are shown in fig 7 and discussed in the final section.

Results and Discussion

Asphaltene Damage Scenario

Three experiments were executed in this scenario varying the deployment technique and according to the protocol described in table 1a. The first technique involves continuous chemical dispersion into the gas current. The chemical is added downstream of the slim tube's inlet point and the total volume of chemical is recorded to estimate final concentration in the slim sand pack. In the second approach, pure solvent is pre-injected into the sand pack (20% of the total PV) and then gas injected throughout. The objective whit this second approach is to estimate if a natural gas enrichment process in the pore media is effective. Finally, solvent is pre-injected but diluted in diesel at 20%. The volume is now placed in a higher fraction of the total pore volume resembling the swelling effect of the liquid batch. As shown in fig 8, it is noted that continuous dispersion of the chemical solvent into the gas current exhibit best performance in terms of regained permeability as less chemical is needed to obtain acceptable Ko recovery (> 90%). It was also noted that in the case of pure solvent pre-injection, the system does not start to react until a minimum saturation of ~ 20% is attained. This implies, large quantities of chemical would be needed in a field case (blue line in fig 8). Diluted solvent pre-injection showed a response between the two cases already described (red line in fig 8). It is proposed that diesel acts like a sacrifice fluid as the minimum saturation

⁵ 75% methane, 10% ethane, 10% propane and 5% CO₂

⁶ DANY: Disolvente de Asfaltenos a Nivel de Yacimiento (Asphaltene Dissolver at Reservoir Level, consisting of aromatic solvent and surfactants blend).

⁷ 1 in slim tube was packed with Mirador formation sand (mesh 5; 100-200 and 200-325). Final permeabilities of 1 Darcy were attained.

⁸ Asphaltenes deposition is modeled according to the work described in ref. 14

⁹ Base of calculation is the oil in place in the treated zone, i.e. mg of chemicals per liter of total oil in place (or ppm).

¹⁰ Krg is increased until real case PI improvement of 20% is obtained. Then, higher penetration radius (up to ~100 ft) are stimulated simply by changing the Kr curves on the desired areas.

for gas enrichment now consists of a mixture of diesel + pure solvent. Bigger fluid slug also aid to the enrichment process as longer contact times are promoted.

Another observation is related to an inhibition effect noted. After maximum damage removal has been obtained, the system is subjected to fresh oil and n-heptane injection to re-damage the sample. Final K_g is measured but this time only 15% damage is observed. Hypothesis behind this is related to a solvent adsorption effect promoted by gas deployment that prevents further asphaltene deposition. Fig 5 illustrates this observation.

Simulation results are summarized in fig 6. As previously mentioned, K_{ro} is increased according to fig 4a to represent asphaltene damage removal in the model¹¹. Penetrations of 12 ft (base case), 24, 52 and 77 ft are simulated by introducing “stimulated” K_r curves at the same depths. Longer durabilities at deeper radiuses are assumed according to the inhibition effect reported in fig 5. Results show that up to 3.5 oil recovery improvement as compared to the ~ 12 ft base case scenario could be obtained at a cost effective achievable radius of ~ 80 ft.

Condensate Damage Scenario

For the condensate damage scenario, two deployment methods were tested in the slim tube arrangement and according to the protocol described on table 1b. Following table and fig 9 summarizes results.

Kg base (md)	% of Condensate Damage	% Damage After Treatment	% of Damage Removed	Injection Type
3180.761	24.89	8.99	63.9	dispersed
3418.75	17.15	8.10	52.8	dispersed
2207.079	38.44	31.98	16.8	liquid batch

As in the asphaltene case, dispersion technique consists on continuous chemical addition (alcohol blend) to the gas current while liquid batch type consists on chemical pre-injection followed by gas flush. A clear benefit is observed for the first case. Proposed reasons for this are:

- More homogeneous mixture of the solvent + gas is obtained
- Gravity effects are minimized promoting better treatment distribution
- Gas diffusion effects promote better areal coverage
- Chemical delivery to the condensate – gas interfaces is more effective as the stimulation gas has been enriched by the dispersion process.

Limited response of the liquid batch type of deployment can be related to:

- Not reaching the critical alcohol saturation needed to have an efficient gas enrichment process
- Gravity effects promoting gas overriding
- Gas fingering through the alcohol blend limiting gas enrichment

Although encouraging results are reported, a next level of performance is being pursued through a second set of experiments and field tests in which last generation surfactants will be proven to enhance both damage removal and durability. Results of this stage will be reported in Part II of the present work.

Simulation results are summarized in fig 7. K_r curves shown in fig 4b correspond to the base line and stimulated sets used for the runs. Main observation is that PI improvement for deeper penetrations only adds 20% to the base case. Potential reasons for this could be:

- The relperms are modified for a fixed period of time in all the cases (~ 1 month). This means that the model does not account for hypothetically longer durabilities in the case higher volumes / deeper penetrations are attained.
- Near wellbore effects dominate the well productivity outcome.

¹¹ K_r curves before and after asphaltene deposition and after stimulation with Gas + DANY have been obtained in UNALMED laboratories in previous stages. Results are available in the internal Equion Document: “Final Report_DANY_1” Stage_CUPSur_2005”.

Conclusions

- A new chemical stimulation approach is proposed for those configurations in which damage appears at unconventional deep penetrations.
- Conventional solvents for asphaltene dissolution show an inhibition effect over formation rocks when deployed in gas.
- It has been tested that gas can be a very efficient carrying system for conventional stimulation chemical packages. Its benefits include but are not limited to, better vertical and areal product distribution, deeper achievable penetrations and enhancement of chemicals adsorption on the rock promoting damage inhibition effects.
- Results herein presented also promising, open a wide range of possibilities for the deployment of last generation systems aimed in both higher regain K and longer durabilities.

Acknowledgments

Authors would like to thank Universidad Nacional de Colombia personnel for their creativity and highly professional support during lab experiments and Equion Energia Ltd for its continuous support and commitment with R&D initiatives in the well productivity arena.

Figures & Tables

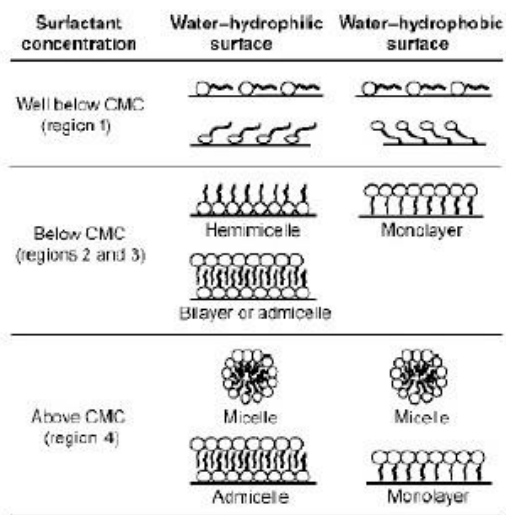


Fig 1. Types of surfactant structure in the solid-liquid contact.

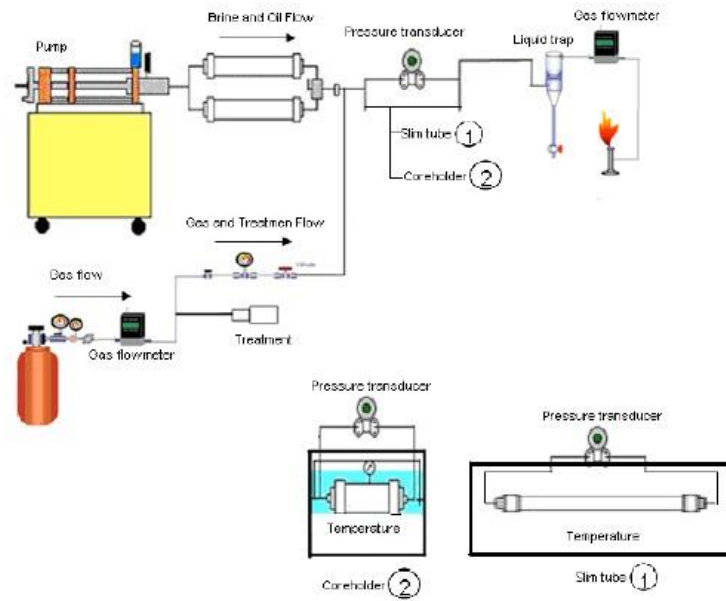


Fig 2. Experimental apparatus for core flood experiments¹².

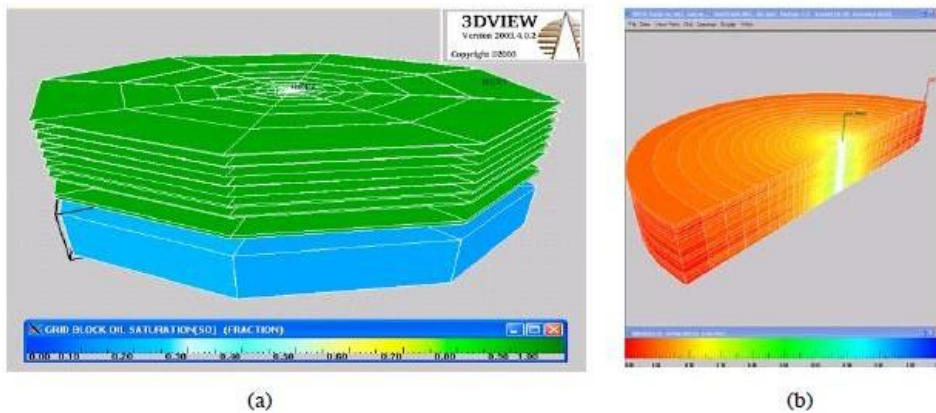


Fig 3. Grid schemes for the asphaltene (a) and condensate (b) simulation scenarios.

¹² Designed and constructed at Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Minas laboratories.

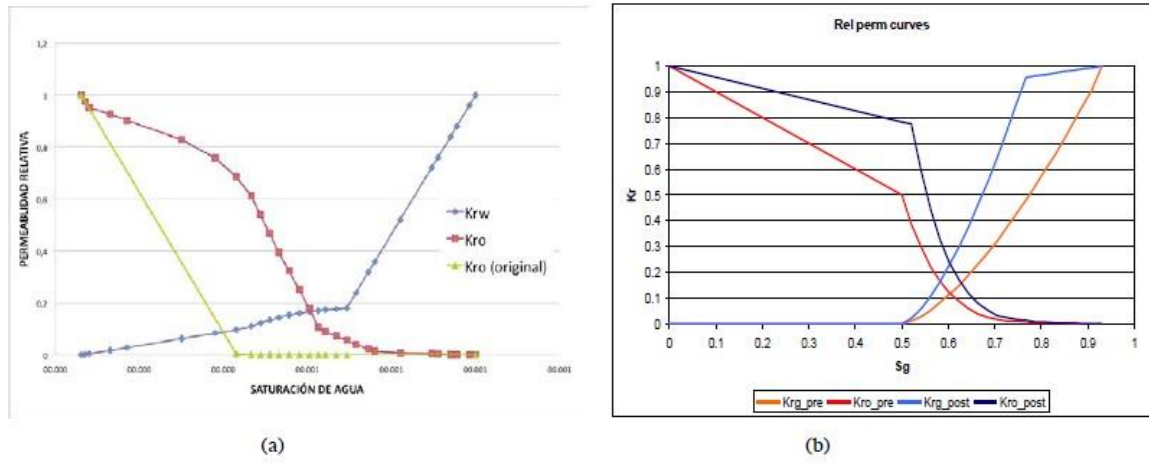


Fig 4. Kr curves representing damage restitution after asphaltene deposition (a) and condensate blockage (b).

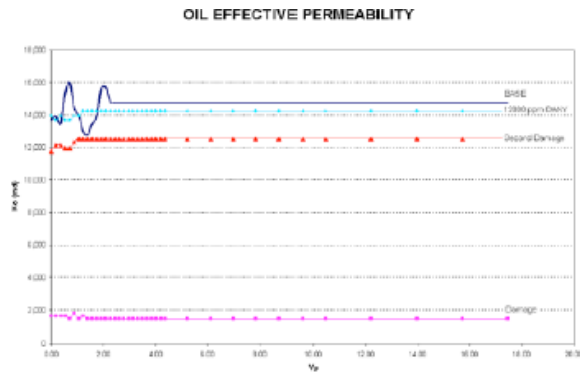


Fig 5. Illustration of the inhibition effect after GaStimulation of asphaltenes.

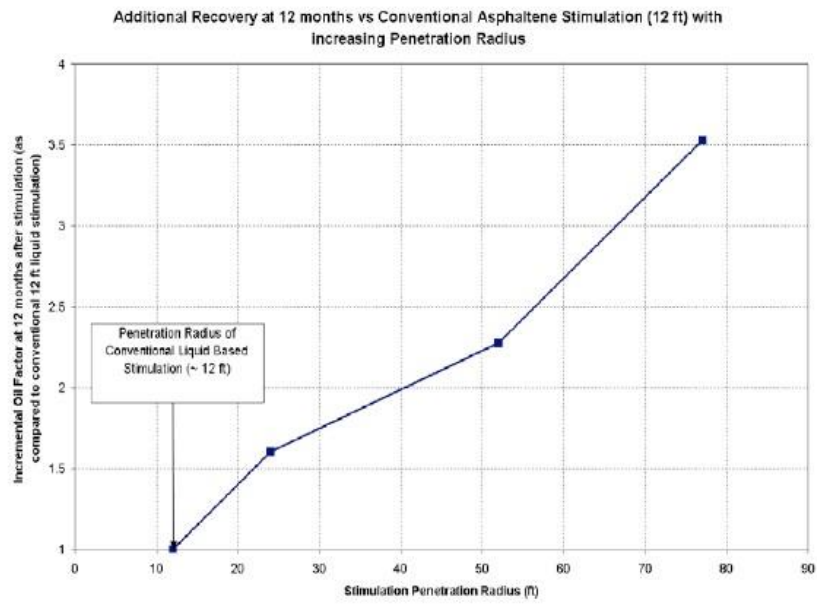


Fig 6. Simulated incremental oil with increasing penetration radius – asphaltene damage scenario. Longer durabilities correspond to deeper treatment radiuses.

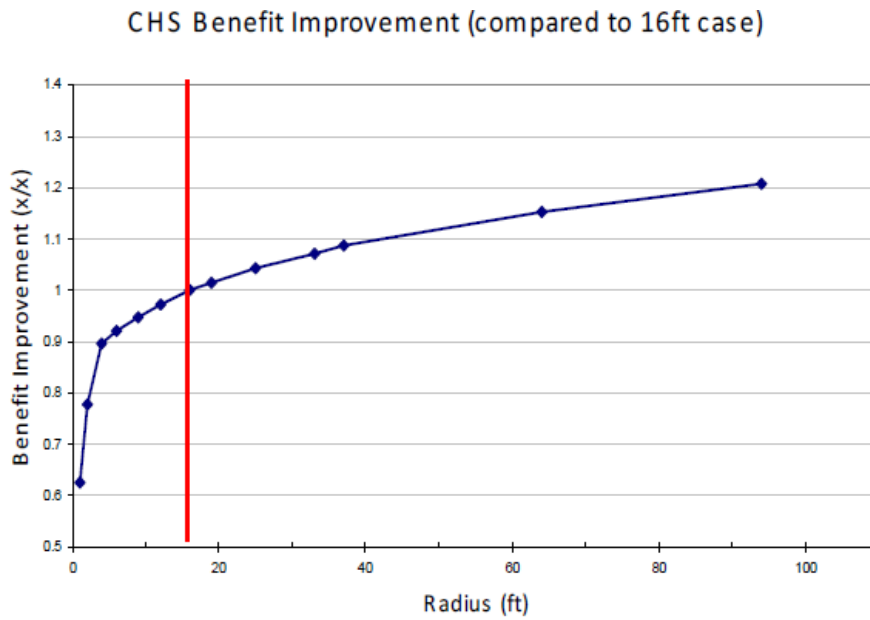


Fig 7. Simulated PI improvement with increasing penetration radius – condensate damage scenario. Treatment durability remains fixed for all treatment radiuses.

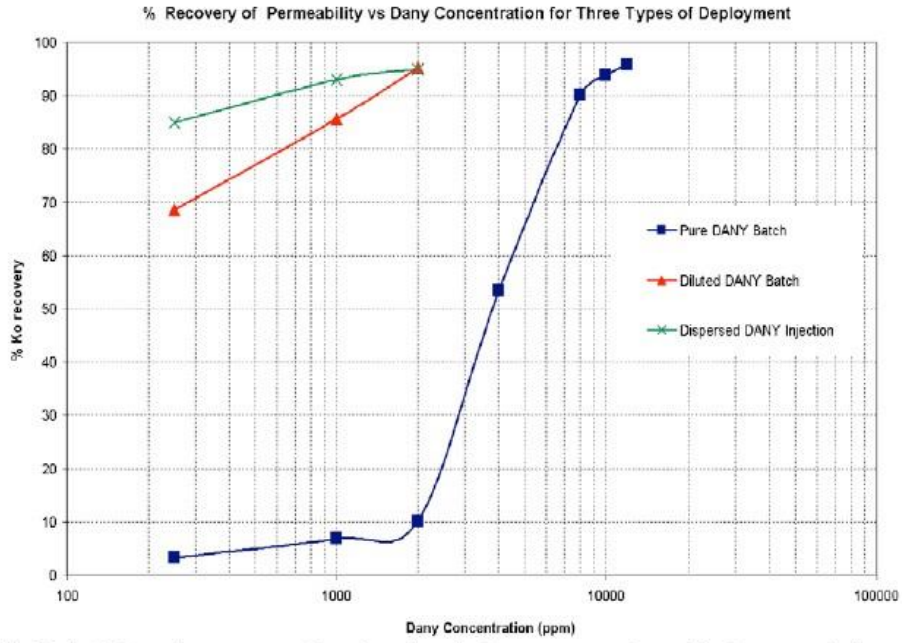


Fig 8. Asphaltene damage removal as a function of solvent concentration and deployment technique.

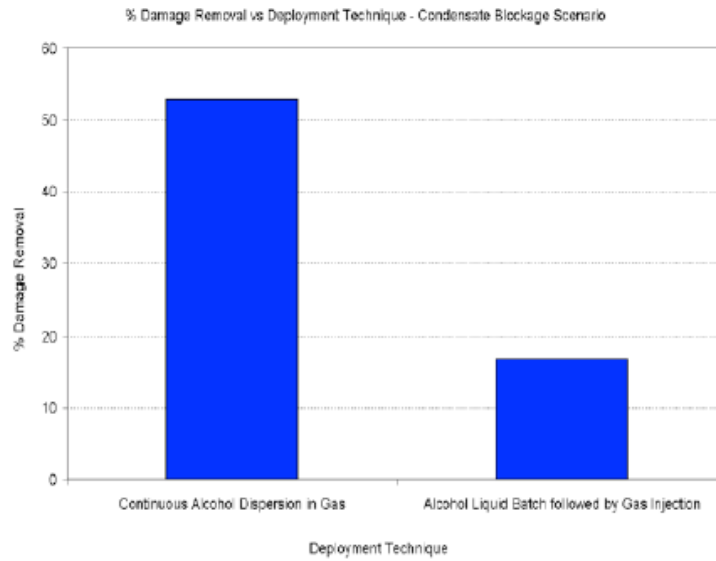


Fig 9. Condensate damage removal as a function of deployment technique.

Procedure	Purpose
BASE LINE	
Gas injection	Absolute permeability
Oil injection	Oil effective permeability, Sgr
Gas injection	Recovery curve, Np base. Sor
Oil injection	Prepare system to damage
DAMAGE	
Cycle injection of N-heptane and fresh oil	Generate damage by asphaltene
Oil injection	Prepare system to recovery curve with damage
Gas injection	Recovery curve, Np with damage.
Oil injection	Oil effective permeability, Ko with damage
TREATMENT	
Treatment injection ([ppm]DANY)	Removal damage
Gas injection	Achieve maximum penetration radius
Oil injection	Oil effective permeability, Ko without damage

Table 1a. Asphaltene damage and removal protocol

Procedure	Objective
Gas injection	Base permeability
Condensate injection	Generate damage by condensate
Gas injection	Gas effective permeability with damage
Treatment injection (Alcohol injection)	Condensate banking Removal
Gas injection	Achieve maximum penetration's radius
Gas injection	Durability

Table 1b. Condensate banking damage and removal protocol

References

1. Jha R.K.: "Effect of Diffusion on Dispersion," SPE 115961 (Sept. 2008).
2. Perkins T. K.: "A Review of Diffusion and Dispersion in Porous Media," SPE 480 (Sept. 1962).
3. Bijeljic, B.: "A physically Description of Dispersion in Porous Media," SPE 102869 (Sept. 2006).
4. Glover, C.J.: " Surfactant Phase Behavior and Retention in Porous Media," SPE 7053 (Feb. 1978)
5. Ramirez, W. F.: "Adsorption and Interfacial Tension Dynamics of Surfactant in Porous Media," SPE 9080 (Sep. 1980).
6. Farn, R. J.: "Chemistry and Technology of surfactants," 2006 Blackwell Publishing Ltd.
7. Sheng, J. J.: "Modern Chemical Enhanced Oil Recovery," 2011 Elsevier Inc.
8. Trushenski, S.P.: " Micellar Flooding – Fluid Propagation, Interaction and Mobility" SPE 4582 (July 1973)
9. Bennett, K.E.: " Microemulsion Phase Behavior- Observations, Thermodynamic Essentials, Mathematical Simulation," SPE 9351 (Dec. 1981).
10. Ruckenstein, E.: " Evaluation of the interfacial tension between a Microemulsion and the Excess Dispersed Phase," SPE 9281(Oct 1981)
11. Robertson, S.D.: "An Empirical Model for Microemulsion Phase Behavior," SPE 14909 (Aug. 1988)
12. Skauge, A.: "Effect of Pressure and Temperature on the Phase Behavior of Microemulsions" SPE 14932 (Nov. 1990).
13. Tadros, T.F.: " Applied Surfactants" Wiley- VCH 2005
14. Restrepo, A et al: "Practical Modeling of Asphaltene Related Damage in Volatile Oil Reservoirs" SPE 139040 (Dec. 2010)

ANEXO B: CONCEPTO GASTIM – UNA TÉCNICA NOVEDOSA PARA ESTIMULACIÓN DE POZOS. PARTE II: DEL LABORATORIO A PRUEBAS PILOTO EN CAMPO.



SPE 168133

GaStim Concept - A Novel Technique for Well Stimulation. Part II: From Laboratory to Field Pilot Testing

Alejandro Restrepo, Alonso Ocampo, Equion Energia Ltd; Sergio Lopera, Universidad Nacional de Colombia; Jorge L. Coronado, Rosa B. Sanabria, Luis G. Alzate, Sergio Hernandez, Equion Energia Ltd.

Copyright 2014, Society of Petroleum Engineers

This paper was prepared for presentation at the SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, USA, 26–28 February 2014.

This paper was selected for presentation by an SPE program committee following review of information contained in an abstract submitted by the author(s). Contents of the paper have not been reviewed by the Society of Petroleum Engineers and are subject to correction by the author(s). The material does not necessarily reflect any position of the Society of Petroleum Engineers, its officers, or members. Electronic reproduction, distribution, or storage of any part of this paper without the written consent of the Society of Petroleum Engineers is prohibited. Permission to reproduce in print is restricted to an abstract of not more than 300 words; illustrations may not be copied. The abstract must contain conspicuous acknowledgment of SPE copyright.

Abstract

The present work is the continuation of SPE 152309 “GaStim Concept - A Novel Technique for Well Stimulation. Part I: Understanding the Physics” and contains further experimental work and field pilot testing stages of the GaStimulation method already proposed by the authors. Systems studied correspond to quartz-arenites containing volatile oil and retrograde gas condensates exhibiting hydrocarbon permeability impairment under depletion. In such systems, treatment penetration and adsorption are key factors for benefit sustainment. Supported by the theoretical background and preliminary lab tests presented in part I, the second stage of the GaStim project was planned and executed covering the testing of additional chemistries, pilot well candidate selection and execution and results evaluation. Three field pilots are reported; A first one of induced water removal after frac by stand-alone gas injection; the second, where gas + chemical dispersion is injected to reach a condensate damage radius beyond 200 ft and a third one, corresponding to a volatile oil system in which asphaltene damage have been partially re-established at reservoir level by gas / solvent co-injection. In the first scenario, Sw reduction / Kg improvement is attained in the gastimulated area probably by coupled effects of evaporation and water slug displacement. For the condensate blockage scenario, it was noted that micellar type of surfactants exhibit the best performance when tested against IFT reduction capacity, Kg re-establishment and liquid bank re-mobilization. In this case, it was also observed that the tuning of chemical concentrations and deployment method are key to maximize hydrocarbon flow capacity and minimize surface back flow emulsion after Gastimulation. Finally and for the third scenario, it is noted that oil declination trend is positively changed after solvent + gas co-injection from a gas injector well. Further experimental work is planned to support modelling approaches both aimed on improving design criteria and expanding the potential of the technique into more challenging environments.

Introduction

Deep damage mechanisms – DDM – discussed in the first part of this study were referred as those types of mechanisms occurring far from the near wellbore area. The examples presented included asphaltene deposition, fluid blockage and K reduction in stress sensitive reservoirs. It was also mentioned that for the first two scenarios, the usage of gas instead of liquid as chemicals carrying system could be of great benefit in terms of stimulation efficiency and durability. Experiments were done in order to evaluate K damage and re-establishment after gas + chemical injection and single well modeling exercises reported potential benefits.

In summary, part I allowed to establish that:

- The continuous dispersion (not the liquid batch followed by gas) was the more efficient deployment method for the chemicals.
- Solvent + gas co-injection could re-establish up to 80% of the damaged K after asphaltene deposition at concentrations above 200 ppm¹.

¹ 200 mg of product per liter of pore volume treated.

- Gas + Alcohol co-injection could re-establish ~95% of condensate damaged Kg at high concentrations (~ 5.5% V/V or 55000 ppm of alcohol in the treated area). See figure 1.

The second part of the study, herein documented, includes:

- The results of further laboratory experiments focused on determining optimal chemistries to maximize condensate recovery when deployed in gas (i.e chemistries able to work at much lower concentrations than 5% V/V).
- The execution of a stand-alone gas injection for induced water removal after frac operations.
- The design and execution of a field pilot test for condensate re-mobilization through the gas + micellar co-injection at the producer.
- The design and execution of a field pilot test for asphaltene dissolution at reservoir level through solvent + gas co-injection at the injector.

Each of the stages are described in the following lines.

Laboratory Experiments

Enhanced Chemistries for Condensate Blockage Removal

As shown in figure 1, it had been noted that a conventional alcohols mixture + gas co-injection would effectively remove condensate bank but only when equivalent chemical concentrations were above 5% V/V with respect to the PV of treated core. For a near wellbore treatment (< 20ft) this result could be of some practicality whenever condensate bank lies within treatment radius (in other cases, condensate beyond treatment radius will imbibe spontaneously into the treated zone limiting durability). In the case of deep penetration targets though (> 50 ft), this would imply the usage of 2000 gal / ft of product² to re-mobilize condensate in a treatment radius of, for example, 200 ft. Based on this result, new chemistries (mixtures of surfactants, micellars, fluoro-polymers) were tested covering basic compatibility and interfacial tension measurements and coreflooding for the evaluation of condensate saturation reduction and damage removal efficiency at different concentrations. A total of 9 products were screened, 3 were discarded due to poor compatibility or high IFT and 6 were core-flooded. Figure 2 shows an schematic of the deployment method used for chemical dispersion and figures 3, 4 and 5 shows coreflood results of damage removal and condensate and water saturation reduction as a function of chemical concentration in the core (coreflood protocol at this stage is analog to that presented in part I).

Results – Products Screening

Main observation up to this point is that proper chemistries can massively enhance treatment efficiency in terms of chemical requirement when compared to conventional alcohols deployed in gas. Note how, for at least 2 products, concentrations of only ~ 25 ppm are required to reduce damage below 10% (as compared to ~ 50000 ppm requirement if alcohol is used - fig 1). Note also that condensate saturation reductions between 30 and 50% and water saturation reductions around 20% are reached indicating the potential of the technique to act also as an incremental recovery mechanism.

Field Pilots ⁽¹²⁻¹⁶⁾

Pilot 1 - Stand Alone Gas Injection for Water Removal in Tight Sand after Fracturing Operations

In the first phase of the field pilot campaign, stand-alone gas injections were performed in a well in which two hydraulic fractures took place. At this stage, the operative set up, risk analyses and basic design criteria for the GaStim technique were tuned. In general, the gas source is that of an injector well located in the same location of the target producer well. Design parameters are set according to water invasion volume so injected gas radius overcomes invasion radius. In both operations, a total of 80 MMSCF of gas were injected followed by a soaking period of 24 hr. Figure 6 shows the operative set up for the GaStim treatments and figure 7 shows the production behavior of treated well PM4.

Results – Pilot 1

As noted on figure 7, both gas injections reported positive results on this well. It is presumed that water vaporization / displacement effects takes place in the treated area, re-mobilizing the water blockage induced by the fracs. Differences in incrementals (10% in the 1st case, 20% in the 2nd case) can be attributed to different levels of remanent blockage after well self-cleaning process promoted by gas production, process of limited efficiency given the low K (1 md) and porosity (3.5 %)

² Assuming 4% porosity.

of the formation³. In summary, it was proven that stand alone gas injections are effective for external water removal. It is also proposed that the incorporation of proper chemicals could enhance results and even report benefits related to condensate mobilization. This last condition is not noted in stand-alone gas injections of PM4 well according to GOR behavior as it remains the same before and after treatment.

Pilot 2 – Gas + Micellar Co-injection for Condensate Bank Removal

Following the recommendations from the screening tests reported above, a micellar type of surfactant (product 33BP-AGTSF-44 on figures 3 to 5) was deployed in gas in the LR2 well. The following were the main parameters considered for treatment design:

- Type of target well: producer
- Reservoir pressure: 4100 psi
- Dew pressure: 5380 psi
- Average GaStim pressure: 3900 psi
- Penetration radius: 250 ft
- Total gas volume: 240 MMSCF
- Initial condensate saturation: ~ 35%. Based on drop-out behavior and pressure regimes in the zone (pressure below dew point in the whole well's drainage area).
- Chemical concentration in the treated area: 70 ppm (35 ppm to re-mobilize bank and the rest to promote adsorption on the rock for K_{rs} improvement until desorption).
- Chemical volume: 39 bbl
- Soaking time: 24 hr
- Gas transfer rate, injector - producer: 25 – 30 MMSCFD. NOTE: Although higher rates can be desirable, limits are given by integrity standards.
- Chemical dosage rate: 0.16 bbl / MMSCF
- Injection time: 9.5 days.

Finally, flowback procedures were carefully planned and monitored in order to avoid undesired effects on production facilities. The well was progressively opened to avoid liquids re-deposition in the near wellbore area. The appearance of an invert emulsion was reported during the first four days and it was properly treated and disposed. At emulsion disappearance, the well was aligned to the production facilities; and emulsion breaker was injected for 4 additional days maintaining continuous monitoring of the conditions at the separation units.

Results – Pilot 2

Figures 8 to 10 show production variables on LR2 well, API behavior and back-flowed emulsion characterization respectively. In summary the GaStim technique in this rich condensate system:

- Constitutes a powerful approach to diminish condensate bank damage and increase recovery in the studied reservoir. Operational configuration allowed deploying designed rates and volumes within safety standards and at lower cost than conventional liquid based approaches.
- Reports an oil rate increase of ~ 40% and GOR reduction of ~ 30% four months after treatment. Condensate mobilization due to interfacial tension reduction coupled with temporary K_{rs} improvement is thought to be the main reason for this. API behavior suggest that heavier -initially non-mobile liquids- can be effectively mobilized in a much bigger area than that covered in conventional liquid based treatments.
- Could exhibit higher benefits in the near future given by the positive Oil and GOR tendencies in the LR2 well even at less than base line injection rate in the nearby gas injector (CP36 in fig 8).
- Represents an innovative approach to increase recovery and control condensate damage in tight reservoirs.
- Proved to be highly feasible economically and operatively. The emulsion reported during flowback could be properly managed and any potential impact on the formation was discarded according to fluid's expected viscosity at reservoir temperature (probably lower than that of the original fluid, see figure 10).

Pilot 3 – Gas + Solvent Co-injection for Asphaltene Dissolution / Inhibition at Reservoir Level

Based on laboratory experiments reported on part I of the present study, it was determined that asphaltenes could be effectively dissolved by gas + solvent co-injection. Figure 11 shows expected response of K_o recovery as a function of

³Note that rates re-establishment after frac is slow and eventually reaches a "maximum" still lower than that after gas injection. Fig 7.

product concentration with respect to the oil in place – OIP. An EOR like process was planned and deployed in a highly under-saturated volatile oil system (see schematic of the process in figure 12). Treatment design parameters as follows:

- Reservoir pressure: 4100 psi
- Bubble pressure: 3200 psi
- Asphaltene on-set pressure: 4300 psi
- Type of target well: injector, RCE1.
- Penetration radius: Equivalent to the drainage radius of the affected producer, RCE2.
- Total gas volume: Continuous injection at 25 MMSCFD
- Expected chemical concentration in the treated area: ~ 0.001 – 0.01 ppm (20 – 30% expected K_o improvement according to figure 11).
- Chemical volume: 990 bbl, 3 batches of 330 bbl each.
- Chemical dosage rate: 1 bbl / MMSCF
- Chemical injection time: 3 months. 3 batches injected, the first two followed by one-month observation periods.

Results – Pilot 3

Production variables and liquid chromatography variation with time at the RC2 producer well during the injection of treatment batches are shown in figures 13 and 14. It is observed that:

- The GaStim concept applied is able to positively change decline trends probably due to asphaltene re-dissolution and inhibition effects promoted from the injector through the incorporation of a suitable solvent in the gas injection current.
- The positive effects noted on production are supported by liquid chromatography variations with time as heavier fractions increase its relative weight after solvent batches and return to base values during observation periods.

Conclusions

- GaStim concept proposed by the authors in part I of the present study is successfully validated through filed pilot tests aimed on water blockage removal and condensate re-mobilization / stimulation in producer wells and asphaltene dissolution / inhibition at reservoir level attained by chemical deployment from the injector well.
- Micellar type of surfactants open a wide range of possibilities for incremental recovery and stimulation in condensate systems. This, based on the low concentrations required to promote liquid re-mobilization even in scenarios of reservoir pressures below dew point when deployed in gas.
- Further developments of the GaStim concept will include the optimization of treatment design in terms of backflow emulsion mitigation and the expansion of the method to the EOR arena (Chemical GasEOR concept).

Acknowledgements

The authors would like to thank Equion Energia Ltd and Universidad Nacional de Colombia for its support and permission to publish this paper.

References

1. Jha R.K.: "Effect of Diffusion on Dispersion" SPE 115961 (Sept. 2008).
2. Perkins T. K.: "A Review of Diffusion and Dispersion in Porous Media" SPE 480 (Sept. 1962).
3. Bijeljic, B.: "A physically Description of Dispersion in Porous Media" SPE 102869 (Sept. 2006).
4. Glover, C.J.: "Surfactant Phase Behavior and Retention in Porous Media" SPE 7053 (Feb. 1978)
5. Ramirez, W. F.: "Adsorption and Interfacial Tension Dynamics of Surfactant in Porous Media" SPE 9080 (Sep. 1980).
6. Trushenski, S.P.: "Micellar Flooding – Fluid Propagation, Interaction and Mobility" SPE 4582 (July 1973)
7. Bennett, K.E.: "Microemulsion Phase Behavior- Observations, Thermodynamic Essentials, Mathematical Simulation" SPE 9351 (Dec. 1981).
8. Ruckenstein, E.: "Evaluation of the interfacial tension between a Microemulsion and the Excess Dispersed Phase" SPE 9281 (Oct 1981).
9. Robertson, S.D.: "An Empirical Model for Microemulsion Phase Behavior," SPE 14909 (Aug. 1988).
10. Skauge, A.: "Effect of Pressure and Temperature on the Phase Behavior of Microemulsions" SPE 14932 (Nov. 1990).
11. Tadros, T.F.: "Applied Surfactants" Wiley- VCH 2005
12. Restrepo, A et al: "Practical Modeling of Asphaltene Related Damage in Volatile Oil Reservoirs" SPE 139040 (Dec. 2010).

13. Restrepo, A et al: "GaStim Concept – A novel Technique for Well Stimulation. Part I: Understanding the Physics" SPE 152309 (Apr 2012).
14. Quintero, L et al: "Optimization of Microemulsion Formulations with Linker Molecules" SPE 165207 (Jun. 2013).
15. Mahadevan, J et al: "Water removal from porous media by gas injection: experiments and simulation". Transp Porous Med 2007, 66: 287-309.

Figures and Tables

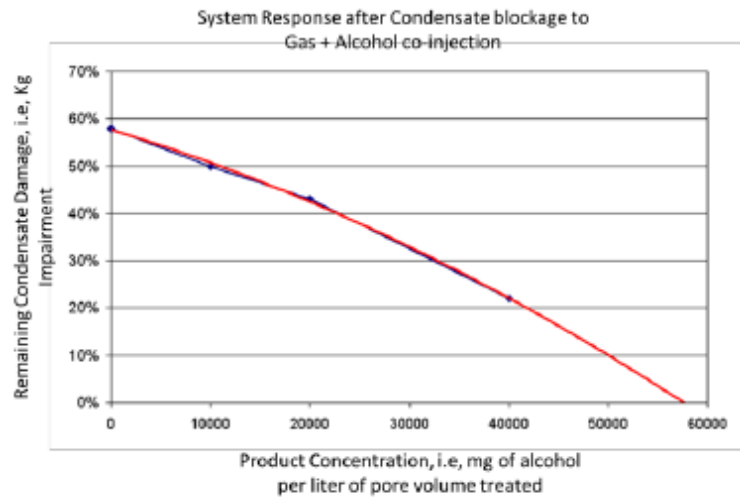


Figure 1. Coreflood results of gas + alcohol co-injection for condensate damage removal.

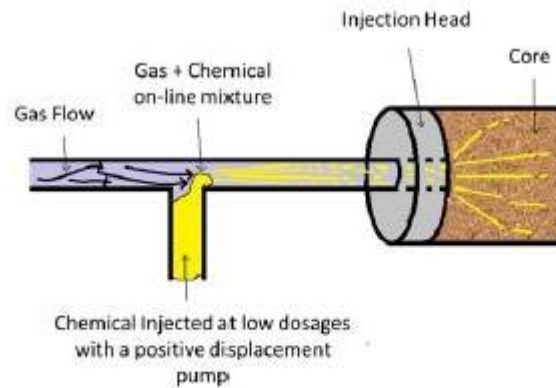


Figure 2. Schematics of chemical adding method to the gas current at laboratory conditions.

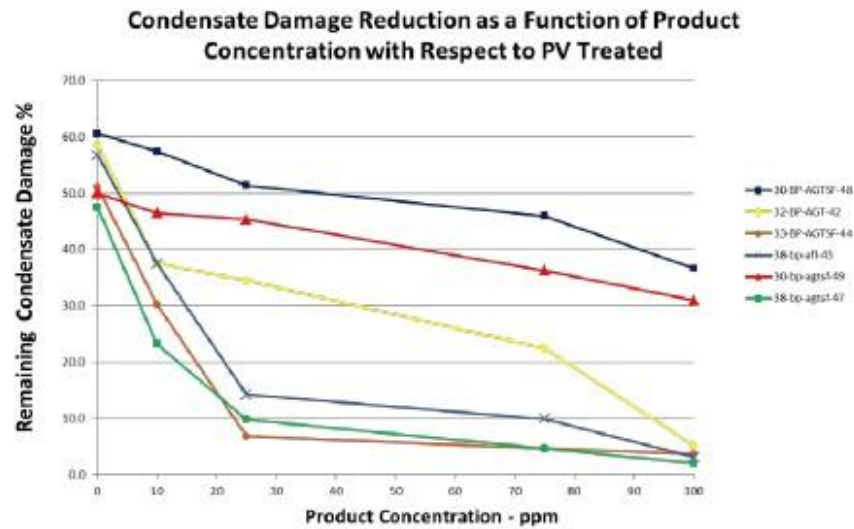


Figure 3. Condensate remaining damage as a function of product concentration for different chemistries. All products deployed dispersed in gas.

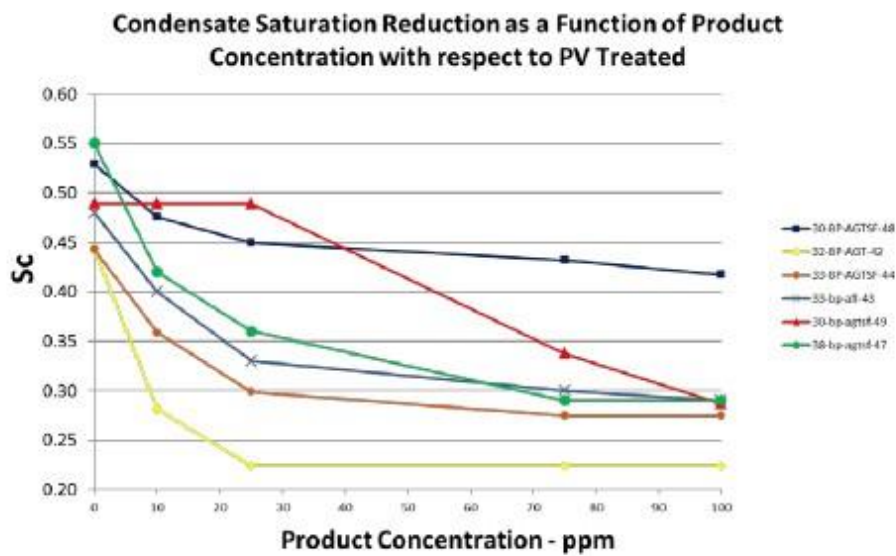


Figure 4. Condensate saturation reduction as a function of product concentration for different chemistries.

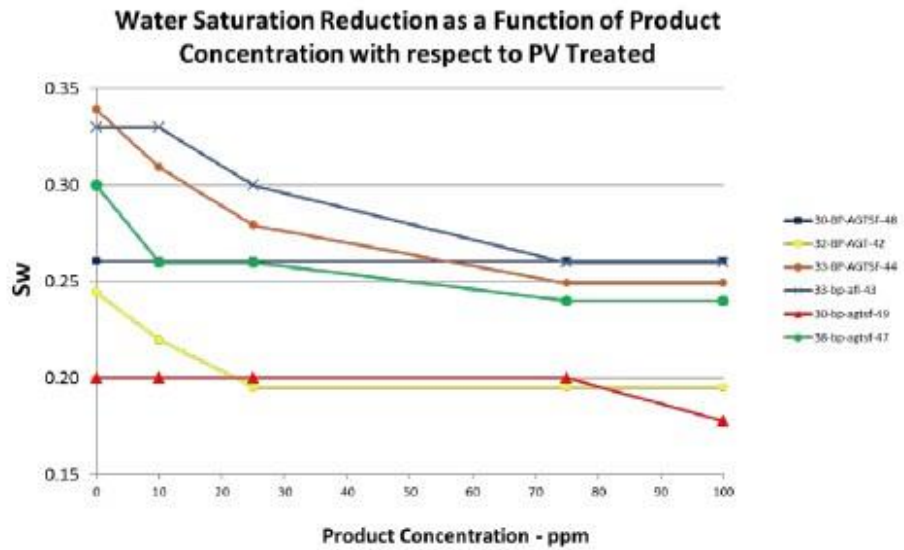


Figure 5. Water saturation reduction as a function of product concentration for different chemistries

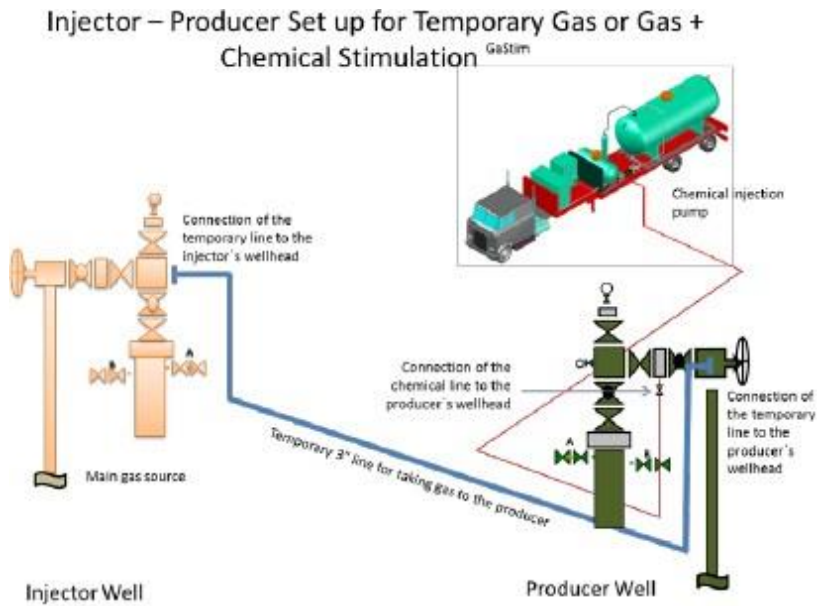


Figure 6. Temporary gas injection set up between gas injector and oil producer.

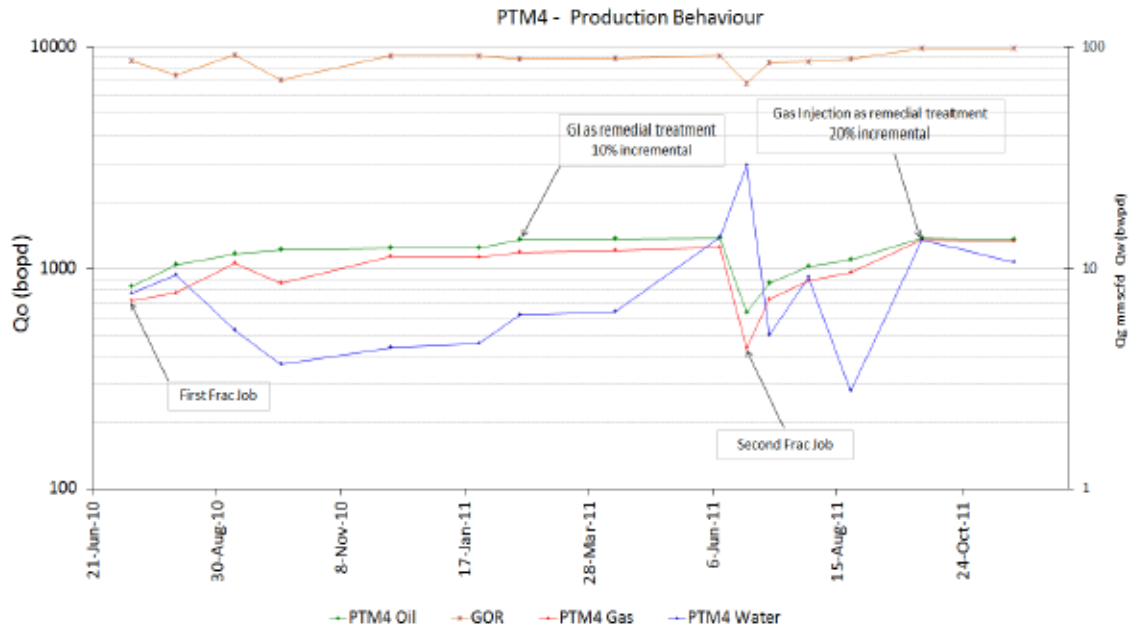


Figure 7. PTM4 well's response to stand alone gas injection^{GasStim} after water invasion.

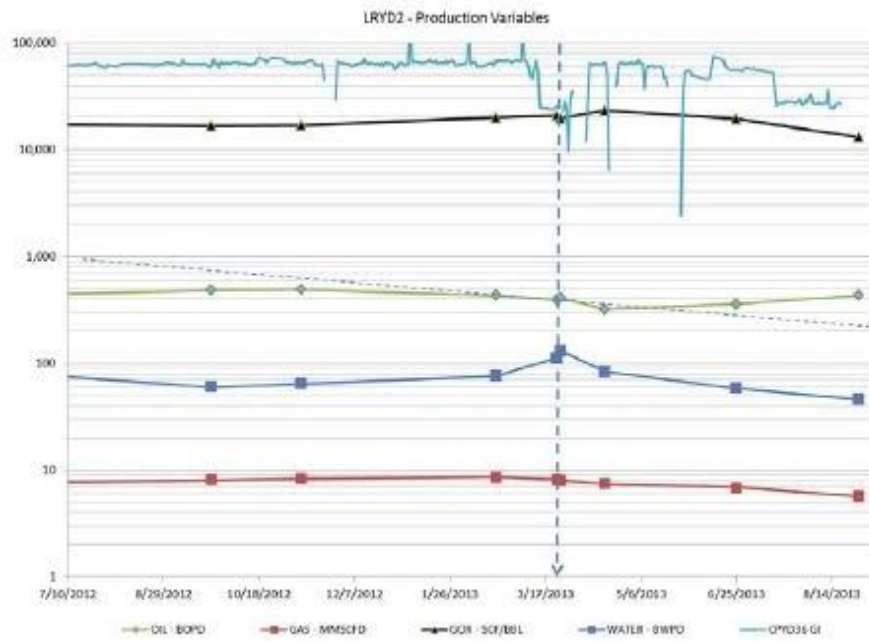


Figure 8. LR2 well's response to Gas + Micellar^{GasStim} injection for condensate bank removal.

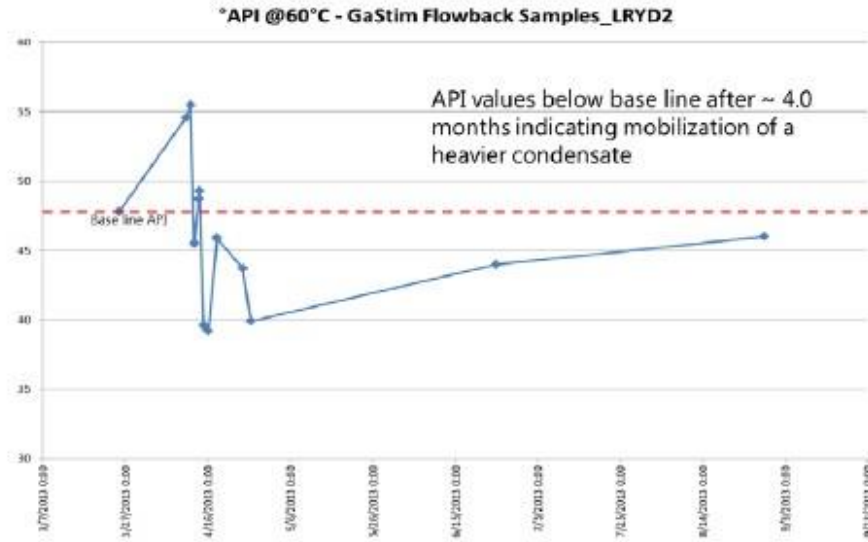


Figure 9. API behavior after GaStim in LR2 well.

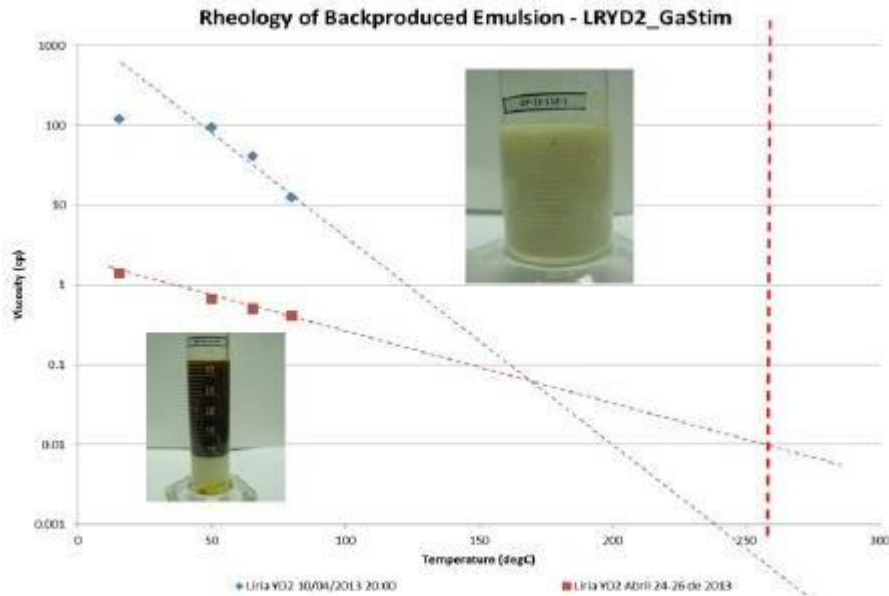


Figure 10. Emulsion and stabilized back produced fluid viscosity as a function of temperature - GaStim LR2. Blue dots: emulsion behavior; red dots: stabilized reservoir fluid behavior. Dashed red line indicates reservoir T ~ 265 degF.

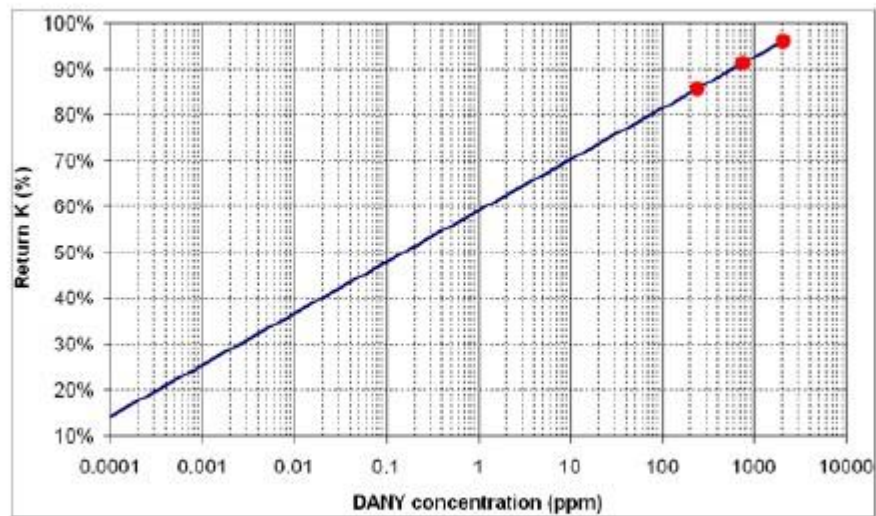


Figure 11. K_o recovery as a function of product concentration with respect to the OIP.

GaStim Process – Asphaltene Control @ Reservoir

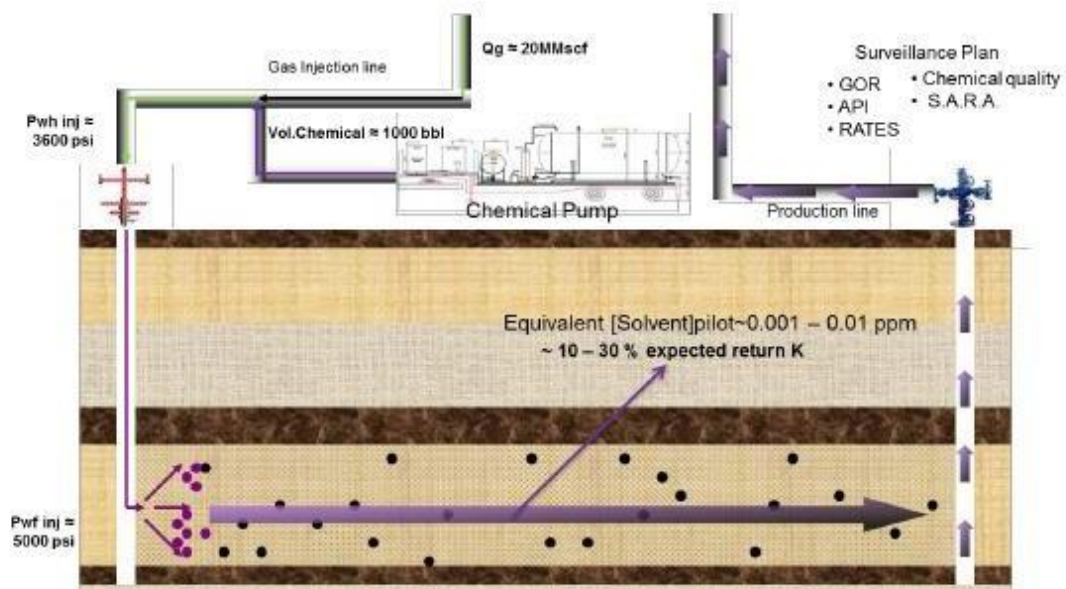


Figure 12. Schematic of Pilot 3 – Gas + Solvent Co-injection^{GaStim} for Asphaltene Dissolution / Inhibition at Reservoir Level

Oil Production - RCHE2

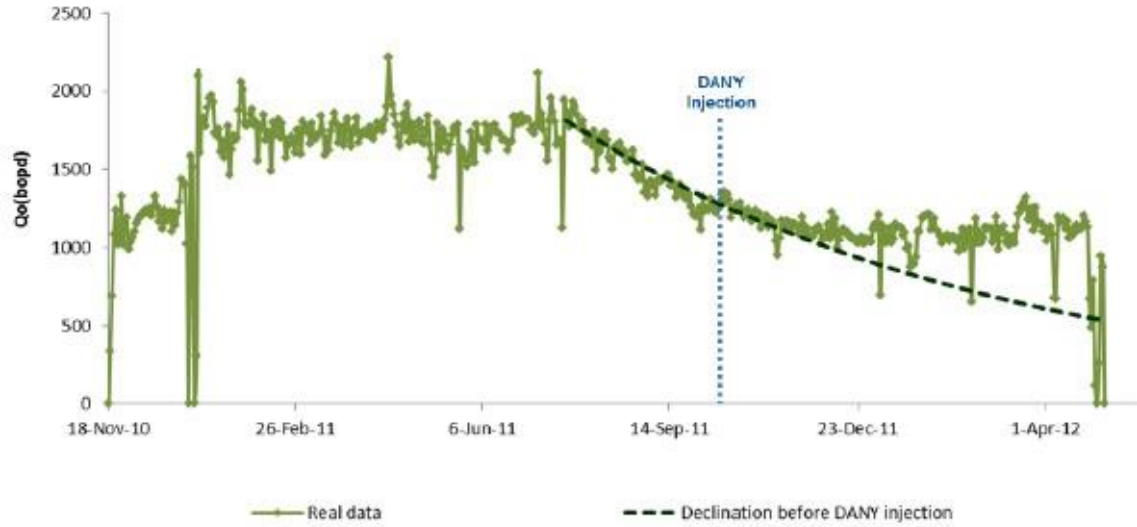


Figure 13. RC2 production response after Gas + Solvent co-injection ^{GasSim} at the injector RC1.

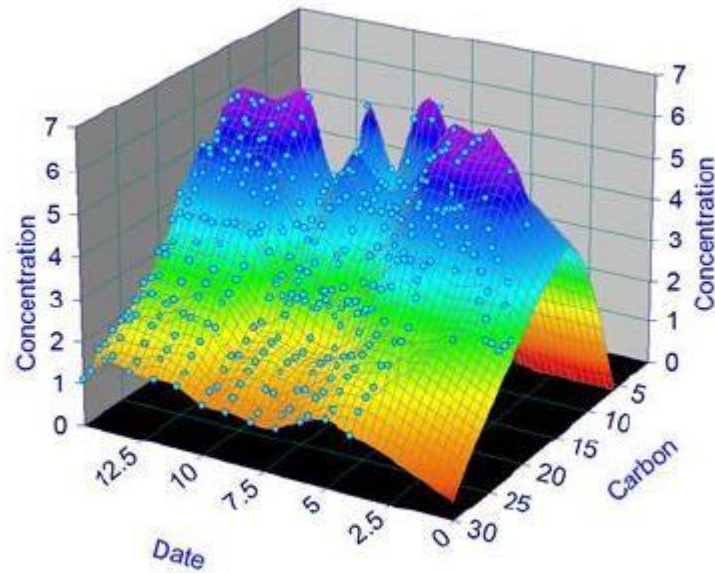


Figure 14. Liquid chromatography response on RC2 during the injection of solvent batches in gas at RC1.

**ANEXO C.
ESTÁNDAR API RP - 42**

American Petroleum Institute

API RP 42 Segunda Edición Enero 1977

**PRACTICAS RECOMENDADAS API
PARA
PRUEBAS DE LABORATORIO
SURFACTANTES PARA
ESTIMULACION DE POZOS**

PUBLICACION OFICIAL

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE

WASHINGTON, D.C.

PUBLICADO POR

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE

DEPARTAMENTO DE PRODUCCION

211 North Hervey, Suite 1700

Dallas TX 75201

Copyright © 1977 American Petroleum Institute

PRACTICAS RECOMENDADAS PARA PRUEBAS DE LABORATORIO DE LOS SURFACTANTES PARA ESTIMULACION DE POZOS

ALCANCE

- A.** Los surfactantes son frecuentemente agregados a fluidos de tratamiento para estimulación de pozos de inyección, de aceite, o gas desarrollando una o más de las siguientes funciones:
1. Prevenir o disminuir la emulsión de fluidos de tratamiento con fluidos de formación,
 2. Reducir la saturación de agua,
 3. Alterar la mojabilidad,
 4. Suspender partículas finas desplazadas por el tratamiento para removerlas o redistribuirlas, y
 5. Estabilizar espuma o emulsión en el fluido de tratamiento
- B.** Esta diversidad de funciones tiene como resultado la disponibilidad de un gran número de productos para usarse en operaciones de producción del petróleo. Pruebas con surfactantes se describen en este artículo para comparar cualitativamente el desempeño de estos surfactantes y demostrar lo descrito en el Párrafo A, de los puntos 1-4. Los procedimientos mostrados son los siguientes:
1. Pruebas de emulsión y sludge,
 2. Medición del flujo de fluidos a través de núcleos
 3. Medición de la tensión interfacial, y
 4. Medición de mojabilidad

La actividad química de un surfactante depende de su ambiente químico, presión, temperatura y tiempo, por lo que el usuario deberá realizar pruebas con el surfactante usando todos los aditivos que serán empleados en el tratamiento de pozo en las concentraciones apropiadas. El lote de producción y el shelf life podrían tener efectos en las propiedades de los surfactantes, así que en muchos casos cada uno de estos puntos puede ser considerado en la evaluación del surfactante.

SECCION 1 PRUEBAS DE EMULSION PARA CARACTERIZACION DE LOS SURFACTANTES EN ACIDO, SALMUERA O ACEITE

USOS Y PROPOSITOS DE LAS PRUEBAS DE EMULSION.

1. El propósito de las pruebas de emulsión es indicar la tendencia de los surfactantes a incrementar o disminuir la emulsión de un sistema particularmente en aceite-salmuera o ácido-aceite. Estas pruebas son diseñadas para indicar la tendencia de un sistema a emulsionarse pero no determina cuando ocurre esta emulsión o si persiste durante la

operación de estimulación de un pozo. Debido a que la estabilidad de las emulsiones puede aumentar por la presencia de sólidos finos, frecuentemente creados en el proceso de estimulación del pozo, todas las pruebas de los surfactantes deberán incluir el uso de partículas finas como un componente.

EQUIPO Y MATERIALES

2. El equipo y materiales necesarios para pruebas de emulsión incluyen:
 - a. Mezclador de alta velocidad (Hamilton Beach Modelo 936 o su equivalente con cabeza disco Standard o agitador Sargent-Welch S-76695).
 - b. Vasos de precipitado de 400 ml para mezclar
 - c. Cilindro graduado de 100 ml.
 - d. Cronometro
 - e. Jeringas de 1 ml graduadas.
 - f. Solución Acida conteniendo inhibidor de corrosión y otros aditivos.
 - g. Aceite del pozo.
 - h. Surfactantes.
 - i. Núcleos de formación cuando se tengan disponibles o harina sílica (Super_Sil 200, Penn-Glas Sand Corp.) y bentonita (Wyoming bentonita sodica, tipo de cemento, sin tratamiento)

PROCEDIMIENTO

PRUEBAS DE ACIDIFICACION EN ARENAS.

3. Prepare parcialmente el acido gastado mediante la reacción de dos litros de acido con uno de de arena de formación. La solución acida debe contener 3% de ácido fluorhídrico (HF), 12 % de acido clorhídrico, la concentración recomendada de inhibidor de corrosión y cualquier otro aditivo a ser evaluado en el tratamiento actual. Si la formación de arena no está disponible, utilice una mezcla de un litro con un 50% de harina sílica y un 50% de bentonita para gastar el ácido y proveer contenido de sólidos. Permita que la solución acida permanezca en contacto con los sólidos por al menos 24 horas.
4. Decante la solución ácida gastada y almacene en un contenedor plástico para pruebas.
5. Disperse 2.5 gramos de formación finamente pulverizada o 2.5 gramos de un 50% de harina sílica con 50% de bentonita mezclada en 25 ml de ácido gastado.
6. Adicione 75 ml de aceite crudo a la solución de acido gastado. Emulsifique la solución mezclándolo de 14,000 a 18,000 rpm por 30 segundos. Vacíe la emulsión inmediatamente dentro de un cilindro graduado de 100 ml y registre el volumen de rompimiento de agua a los 15 minutos, 1 hora y 24 horas. Las pruebas son usualmente conducidas a temperatura ambiente de laboratorio.

7. Repita el procedimiento en los pasos 5 y 6 omitiendo el desmulsificante.

PRUEBAS DE ACIDIFICACION EN CARBONATOS. PRUEBA CON ACIDO VIVO.

8. Use una solución ácida la cual incluya todos los aditivos en la misma concentración como está preescrito en el tratamiento del fluido. Debería ser necesario correr una serie de pruebas y analizarlas para seleccionar el sistema no-emulsificante más efectivo. Disperse 2.5 gramos de un 90% de harina sílica-10% de bentonita mezcle en 50ml de solución ácida.
9. Agregue 50 ml de aceite del pozo a la dispersión ácida. Emulsifique la solución con el mezclador a 14,00 – 18, 000 rpm por 30 segundos. Vierta inmediatamente la emulsión en un cilindro graduado a 100 ml y registre el volumen de rompimiento de agua en intervalos de tiempo transcurridos como se indica en la Figura 1 (referirse al Párrafo 15). Las pruebas son usualmente realizadas a temperatura ambiente del laboratorio.
10. Repita los pasos del Párrafo 8 y 9 omitiendo el desmulsificante.
11. Repita la preparación de la solución del Párrafo 8 pero use 25 ml de dispersión ácida con 75 ml de aceite crudo en la prueba descrita en el Párrafo 9 y 10.

PRUEBAS DE ACIDIFICACION EN CARBONATOS. PRUEBA CON ACIDO GASTADO.

12. Gaste la solución ácida conteniendo todos los aditivos excepto el desmulsificante con un exceso de roca de formación fragmentada. Este ácido deberá gastarse en un tiempo de 24 horas. Si el tiempo es una limitante, permita que el ácido este en contacto con los sólidos de formación hasta que deje de efervecer. Agite suavemente la mezcla para dispersar los finos; decante el ácido con los finos suspendidos en otro contenedor.
13. Si la roca de formación no está disponible prepare una solución de ácido gastado, sintética agregando cloruro de calcio grado reactivo y agua a una concentración equivalente a la concentración del cloruro en el ácido vivo. La solución deberá contener todos los otros aditivos que son usados para el tratamiento del pozo, cada uno de ellos a la concentración recomendada. Ajuste el pH a un valor entre 1 y 5 usando ácido clorhídrico. Si en una solución ácida diferente a ácido clorhídrico es usada, use la sal de calcio apropiada. Disperse 2.5 gr de un 90 % harina sílica-10% bentonita mezcle en 50 ml de solución ácida.
14. Prepare la emulsión con ácido gastado como se describe en el párrafo 9-11 y registre los datos.

REPORTANDO RESULTADOS DE PRUEBA

15. Los resultados deberán ser registrados como se muestra en el formato de la figura 1. Los resultados son reportados en porcentaje del volumen total de la fase acuosa original, el 100 % representa el porcentaje total de rompimiento de la fase acuosa. Adicionalmente se anotará, el grado del rompimiento de agua incluyendo la información que aparece en la columna del formato, como el volumen de la capa de sedimento, calidad de la interfase (ej. Definida o difusa) y la capa de aceite que se mantenga adherida al cilindro en la capa de agua.
16. Una opción es ir tomando fotos del sistema en emulsión hasta que se haya completado el periodo de prueba.

PRUEBA DE SLUDGE ACIDO

17. Algunos aceites crudos en contacto con el ácido tienen precipitados llamados sludges, aunque el sistema pueda no exhibir la tendencia a emulsionar. Las pruebas descritas en los párrafos 18-21 son procedimientos útiles para demostrar la tendencia a formar un sludge en condiciones de laboratorio. Con este método no puede determinarse si existe o no la tendencia a formar sludge en condiciones de campo o si el agente antisludge realiza satisfactoriamente su función en estas condiciones.

EQUIPOS Y MATERIALES

18. Los siguientes equipos y materiales son requeridos para realizar las pruebas de determinación de sludge.
- Agente surfactante, agente antisludge
 - Solución ácida conteniendo el inhibidor de corrosión y todos los demás aditivos excepto el agente antisludge.
 - Aceite crudo.
 - Baño maría, controlador de temperatura.
 - Botellas con tapa atornillable.
 - Malla de acero inoxidable No.100 de 3 pulgadas cuadrada.
 - Pizeta con soltrol 130 (Phillips Petroleum Co.)
 - Pizeta con agua.

PROCEDIMIENTO

19. Vaciar el ácido dentro de una botella limpia, agregar un volumen equivalente de aceite crudo libre de sólidos y emulsión. Cubra la botella y agite vigorosamente, coloque la mezcla en el baño maría a temperatura de formación y manténgalo estático por un mínimo de 4 horas preferentemente 24 horas. Cuidadosamente vierta la muestra a través de una malla de acero inoxidable # 100. Si no hay sólidos remanentes sobre la malla no habrá formado sludge. Si los

sólidos están presentes, lavar alternativamente la malla con agua tibia y soltrol 130. Esto removerá emulsiones y parafinas, pero no removerá sludge causado por ácido. Describa la cantidad de sludge, de acuerdo al listado. Reporte el resultado en los recuadros en una sección del formato mostrado en la figura 1.

Sin sludge- ninguna partícula sólida retenida sobre la malla.

Trazas- Muy pocas partículas pequeñas sobre la malla.

Moderada- Partículas evidentemente presentes sobre la malla.

Abundante- Muchas partículas grandes

20. Repetir los procedimientos del párrafo 19 usando el agente antisludge con las concentraciones especificadas por el proveedor.

21. Los agentes antisludge pueden influenciar en las pruebas de emulsión. Si un agente antisludge es empleado en una solución de tratamiento de un pozo, las pruebas de emulsión deberían incluir al agente como parte del sistema de pruebas.