



DISEÑO Y VALIDACIÓN EXPERIMENTAL PARA LA GENERACIÓN DE DAÑO POR ASFÁLTENOS EN NÚCLEOS DE ALTA PERMEABILIDAD, QUE PERMITA EVALUAR EN PRUEBAS DE CORE FLOODING LOS TRATAMIENTOS PARA INHIBICIÓN DE LA PRECIPITACIÓN DE ASFÁLTENOS.

Manuel Jaimes, Ecopetrol S.A, manuel.jaimes@ecopetrol.com.co;
Jorge Rojas, Ecopetrol S.A, jorge.rojas@ecopetrol.com.co;
Jose Mendoza, Universidad industrial de Santander, jlmenmog@uis.edu.co;
Ricardo Dorado, Universidad industrial de Santander, rddmr@hotmail.com.

Palabras claves

Crudo pesado, precipitación de asfaltenos, core flooding, daño de formación, inhibición, tiempo de remojo, presión, temperatura, alta permeabilidad, evaluación experimental.

Resumen

Una vez inicia el proceso de producción primario de hidrocarburos, se presentan cambios termodinámicos en el fluido (presión, temperatura) y composicionales, que pueden causar problemas de precipitación y deposición de material orgánico (parafinas y asfaltenos), lo cual origina daño de formación y disminución de productividad de los pozos.

La selección adecuada de tratamientos para remoción e inhibición del daño de formación por precipitación de asfaltenos, requiere un protocolo óptimo de evaluación en laboratorio que garantice la perdurabilidad de los tratamientos en el tiempo. Por lo anterior se debe considerar una experimentación rigurosa y bajo condiciones que simulen el comportamiento real del yacimiento.

Dentro de este estudio, un factor crítico a considerar es como generar el daño de formación por precipitación de asfaltenos en núcleos de alta permeabilidad que permita evaluar en pruebas de coreflooding los tratamientos para inhibición de la precipitación de asfaltenos. Por lo anterior mediante el presente trabajo de investigación se diseñó una metodología que considero este factor.

Este protocolo experimental considero las siguientes etapas de evaluación en núcleos:

- a) Determinación de líneas base de permeabilidades efectivas al agua (K_w) y al aceite (K_o).
- b) Generación de daño por dilución de crudo con n-pentano, remojo de 16 horas y determinar K_w y K_o , calcular % daño.
- c) Remover daño y determinar K_w y K_o .
- d) Desplazar los tratamientos de inhibición de precipitación de asfaltenos, remojo de 16 horas, determinar K_w y K_o .
- e) Repetir b) y calcular eficiencia de inhibición

Las principales conclusiones de este estudio fueron las siguientes:

1. El protocolo experimental diseñado fue el adecuado, pues permitió alcanzar con éxito los objetivos del presente estudio.
2. La metodología establecida fue producto de la curva de aprendizaje en laboratorio, a partir de ensayos con varios alcanos a diferentes condiciones de Presión, Temperatura, caudal y tiempos de remojo.

Abstract

Once the primary hydrocarbon production process begins, there are thermodynamic changes in the fluid (pressure, temperature) and compositional changes, which can cause problems of precipitation and deposition of organic material (paraffins and asphaltenes), which causes formation damage and decrease in productivity of wells.

The appropriate selection of treatments for removal and inhibition of formation damage by asphaltene precipitation requires an optimal laboratory evaluation protocol that guarantees the durability of the treatments over time. Therefore, rigorous experimentation should be considered and under conditions that simulate the actual behavior of the deposit.

Within this study, a critical factor to consider is how to generate formation damage by precipitation of asphaltenes in high permeability nuclei that allows to evaluate in tests of coreflooding the treatments for inhibition of asphaltene precipitation. Therefore, through the present research work, a methodology was designed that I consider this factor.

This experimental protocol considered the following stages of evaluation in cores:

- a) Determination of base lines of effective permeabilities to water (K_w) and oil (K_o).
- b) Damage generation by crude dilution with n-pentane, soak for 16 hours and determine K_w and K_o , calculate % damage.
- c) Remove damage and determine K_w and K_o .
- d) Displace asphaltene precipitation inhibition treatments, soak for 16 hours, determine K_w and K_o .
- e) Repeat b) and calculate inhibition efficiency.

The main conclusions of this study were the following:

1. The experimental protocol designed was adequate, since it successfully achieved the objectives of the present study.
2. The established methodology was the product of the learning curve in the laboratory, based on tests with several alkanes at different pressure, temperature, flow and soaking times.

Introducción

Las reservas de crudo liviano son cada vez más escasas y cada día hay nuevos descubrimientos de crudo pesado. El petróleo pesado, el extra pesado y el bitumen representan aproximadamente el 70% de los recursos petroleros totales del mundo (Figura 1), los cuales oscilan entre 9 y 13 billones de barriles, lo que centra la atención de la industria en este tipo de hidrocarburo, especialmente cuando el precio del aceite permite que estos crudos pesados sean atractivos para las compañías petroleras. Se espera que la producción mundial de crudo pesado aumente entre 2 y 3 millones de barriles por día, lo que representa un crecimiento del 44% en los próximos 10 años.

RESERVAS MUNDIAL DE PETRÓLEO POR TIPO DE CRUDO

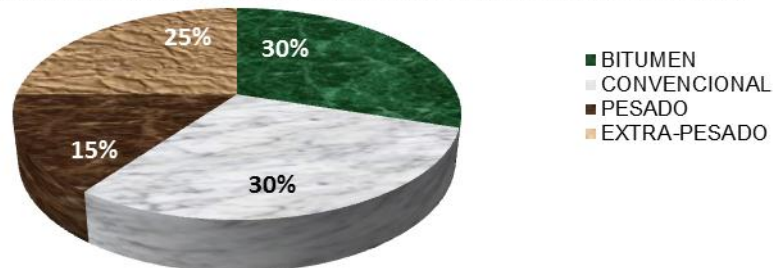


Fig. 1 -Distribución de reservas mundial petróleo por tipo de crudo

En la producción de crudo pesado, uno de los principales problemas a nivel del medio poroso, es la agregación y precipitación de asfaltenos, lo cual altera su humectabilidad y daña la formación por taponamiento del mismo (Figura 2). Entre las causas de precipitación están: la disminución de la presión (cuando se trata de aceite bajo saturado), la disminución de la temperatura, la presencia de componentes ligeros al aceite como CO₂, N₂, alcanos, algunos compuestos polares como la cetona (provocando un desequilibrio en la concentración de resina y asfalteno). Dentro de la categoría de daño químico se encuentra lo referente a los problemas ocasionados por los asfaltenos. La presencia de asfaltenos en un aceite en producción, no necesariamente significa problemas de precipitación y depositación. Existen pozos en producción con un alto contenido de asfaltenos sin problema alguno y por otro lado existen pozos cuyo aceite con bajo contenido de asfaltenos presenta problemas severos de taponamiento.

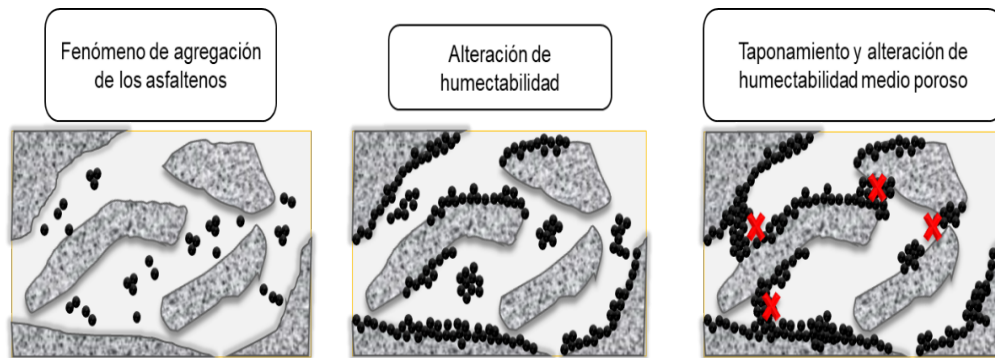


Fig. 2 - Agregación de asfaltenos en el medio poroso

Para la remoción e inhibición de los depósitos de asfaltenos a nivel del medio poroso se utilizan diferentes tratamientos, los cuales deben ser evaluados a nivel de laboratorio con el protocolo adecuado para garantizar su eficiencia y eficacia.

En Colombia hay 7 cuencas de hidrocarburos (ver Figura 3): Caguan - Putumayo, Catatumbo, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Inferior, Medio y Superior del Magdalena, en las cuales hay diferentes tipos de crudos que varían desde 63 ° API (Campo Cerro Gordo), a 0,92 ° API (campo Valdivia-Almagro), pero el petróleo es mayormente pesado y extra pesado, entre 13 y 10 grados API, y más del 60% de las áreas con prospectividad tienen esa característica. La cuenca principal es la de los Llanos Orientales, que tiene una participación de más del 74% en la producción nacional (Figura 4).

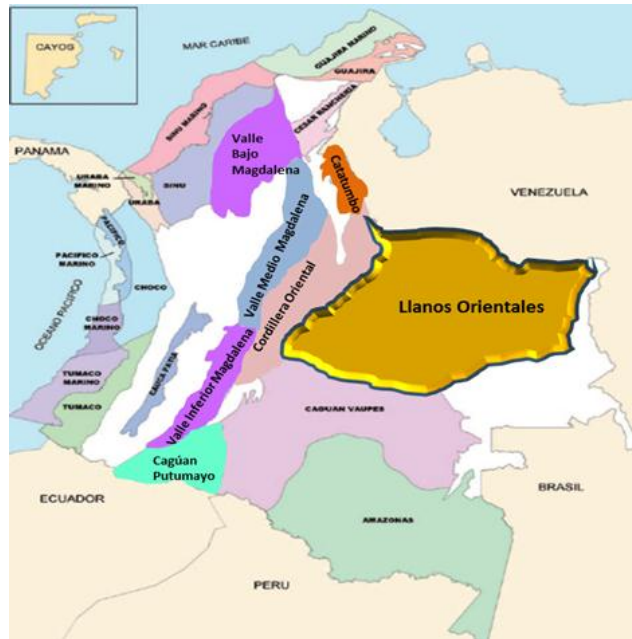


Fig. 3 - Cuencas de Hidrocarburos en Colombia

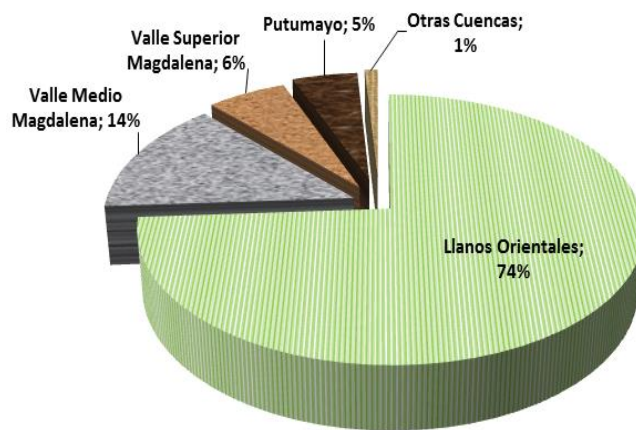


Figura 4 - Aporte cuencas sedimentarias en producción de crudo, Colombia 2018.

Campo de Estudio.

Colombia tiene un gran potencial en crudo pesado, especialmente en la Cuenca de los Llanos Orientales y en el Valle del Magdalena Medio, además de los posibles recursos aún no cuantificados, que requieren prestar especial atención a las características de esos crudos, las limitaciones, los costos comparativos y los mercados. Por lo tanto, en los últimos años se han ido desarrollando reservas de crudo pesado, principalmente en zonas de la cuenca de los Llanos Orientales (Rubiales, Castilla, Chichimene, Apiay, Suria, etc.), y actualmente la producción de crudo pesado corresponde al 60% de la producción nacional. (Figura 5.).

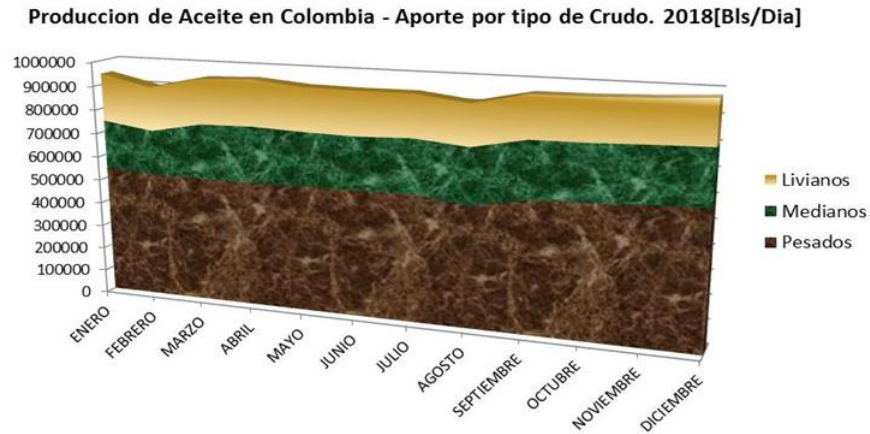


Fig. 5 - Producción en Colombia por tipo de crudo, 2018.

Como se mencionó anteriormente, los crudos pesados presentan muchos inconvenientes a lo largo de toda la cadena de producción, por lo que el presente estudio se centró en resolver uno de ellos: Selección adecuada de tratamientos para remoción e inhibición del daño de formación por precipitación de asfaltenos. Para llevar a cabo este trabajo se seleccionó como estudio piloto el campo Suria-APIay, ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales, el cual tiene un gran potencial de crudo pesado.

El Bloque Apiay está ubicado en el sector suroeste de la cuenca de los Llanos Orientales, en el departamento de Meta, a 32 km al SE de la ciudad de Villavicencio. Limita con el piedemonte llanero y el sistema de fallas Upia-Guicaramo al oeste, el alto paleo de Cumaral al norte y la Serranía de la Macarena al sur, definiendo un área de aproximadamente 30,000 km². Pertenecen a la subcuenca, los campos petroleros: Apiay, Suria y Libertad-Reforma (ver Figura 6)

La sección estratigráfica del bloque Apiay-Ariari está formada por rocas sedimentarias que van desde el paleozoico hasta el cuaternario. El espesor total de la columna litológica alcanza los 18,000 pies. Las rocas sedimentarias de la edad Cretácica y Terciaria son el principal reservorio en el área. Las formaciones productoras son: Une (Unidad K2), Chipaque (Unidad K1), San Fernando (Unidad T2) y Carbonera (Unidad T1). La figura 7 muestra la columna estratigráfica respectivamente.

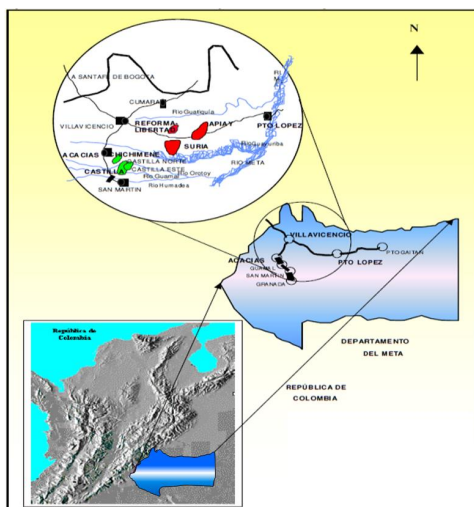


Figura 6 - Localización Campo Apiay

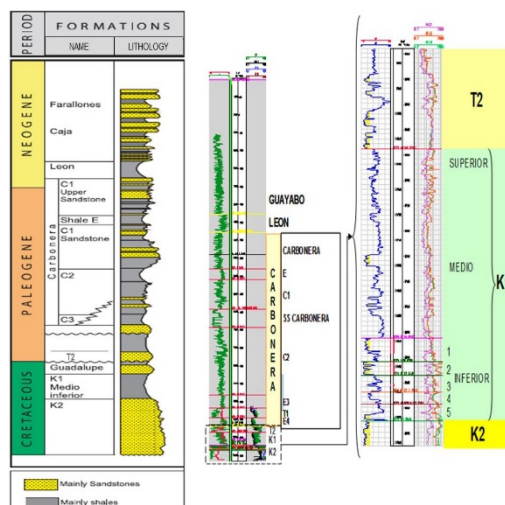


Figura 7 - Columna Estratigráfica Apiay

Caracterización del problema.

Para la caracterización del problema y la remoción e inhibición del daño de formación por precipitación, depositación de asfaltenos y alteración de la humectabilidad del medio poroso, se siguió un protocolo experimental que se describirá más adelante.

Daño de formación.

Como se mencionó anteriormente, uno de los principales problemas en la producción de crudo pesado a nivel del medio poroso, es la precipitación-depositación de asfaltenos y alteración de humectabilidad de la formación. Los problemas con asfaltenos son complejos debido entre otras cosas a su naturaleza polar, su fuerza disolvente, la estructura molecular no uniforme, la formación de agregados, las formas irregulares de sus moléculas. Se han hecho varias investigaciones acerca de este comportamiento y se obtienen ciertos resultados que no necesariamente son generalizables, ya que cada aceite tiene sus propias características.

Cuando la producción de un pozo se reduce debido a la depositación de asfaltenos, lo más común es hacer un tratamiento de limpieza usando un disolvente aromático. Para que esto sea efectivo el disolvente debe poder solubilizar los asfaltenos y retenerlos en solución a través del sistema de producción, si los asfaltenos no son mantenidos dispersos o en solución, podría ocurrir una re-precipitación en cualquier parte del Sistema en donde se tengan factores desestabilizantes. Una vez que la depositación ocurre, puede ser muy costoso en términos de tiempo de duración del trabajo, de producción diferida, y remplazos de bomba además de los costos de los químicos. Por lo anterior se hace importante optimizar la selección y evaluación de los tratamientos químicos para la remoción e inhibición de la precipitación de asfaltenos y restauración de la humectabilidad del medio poroso.

Alteración de humectabilidad.

Se refiere a la alteración de la permeabilidad al aceite debido a cambios en la humectabilidad de las superficies de los medios porosos. La humectabilidad es un factor clave que puede influenciar drásticamente los procesos de recuperación de petróleo y afecta la capacidad productiva del yacimiento. Es posible definir tres escenarios básicos de humectabilidad: Humectable al agua, humectable al aceite y humectabilidad intermedia. Sin embargo, los yacimientos exhiben un carácter

heterogéneo en sus propiedades a través de toda la formación, por lo cual es posible encontrar distintos escenarios de humectabilidad a lo largo del mismo yacimiento (7).

La humectabilidad se encuentra definida principalmente por la composición mineralógica de la roca y su historia de saturación. La mayoría de rocas primarias de los yacimientos (cuarzo, Dolomita, Calcita) son inicialmente humectables al agua por su naturaleza composicional; no obstante, durante los periodos de migración y acumulación de petróleo en estas zonas, el contacto de la roca con el petróleo puede generar alteraciones en la humectabilidad (7).

La humectabilidad de la roca puede cambiar por distintas razones durante los procesos de extracción de petróleo en un yacimiento. El contacto de la roca con el petróleo puede generar cambios de mojabilidad debido a la depositación de componentes puntuales como lo son los asfaltenos y las resinas. Dichos componentes pueden depositarse en la cara de la roca y alterar su preferencia, volviéndolas preferentes por el aceite. Para que este fenómeno ocurra, es necesario que la fase de petróleo desplaze el agua que se encuentra formando una película alrededor de la roca y esto depende de una serie de fuerzas: interacciones de Van der Waals, electrostáticas y estructurales. La composición del petróleo, el pH y la composición del agua de formación, tienen un papel predominante en el desarrollo de este fenómeno (6).

Metodología de evaluación de tratamientos para remoción e inhibición de la precipitación de asfaltenos y restauración de la humectabilidad.

La selección adecuada de tratamientos para remoción e inhibición del daño de formación por precipitación de asfaltenos, requiere un protocolo óptimo de evaluación en laboratorio que garantice la perdurabilidad de los tratamientos en el tiempo. Por lo anterior se debe considerar una experimentación rigurosa y bajo condiciones que simulen el comportamiento real del yacimiento. Dentro de este estudio, un factor crítico a considerar es como generar el daño de formación por precipitación de asfaltenos en núcleos de alta permeabilidad que permita evaluar en pruebas de core flooding los tratamientos para inhibición de la precipitación de asfaltenos. Por lo anterior mediante el presente trabajo de investigación se diseñó una metodología que considero este factor.

El protocolo experimental considero las siguientes etapas de evaluación en núcleos:

- a) Determinación de líneas base de permeabilidades efectivas al agua (K_w) y al aceite (K_o).
- b) Generación de daño por dilución de crudo con n-pentano, remojo de 16 horas y determinar K_w y K_o , calcular % daño.
- c) Remover daño y determinar K_w y K_o .
- d) Desplazar los tratamientos de inhibición de precipitación de asfaltenos, remojo de 16 horas, determinar K_w y K_o .
- e) Repetir b) y calcular eficiencia de inhibición.

Para la generación de daño por precipitación de asfaltenos se siguió el siguiente protocolo:

Protocolo experimental para precipitación de asfaltenos

- Realizar la inyección simultánea de hidrocarburo y n-Alcano (n-C5) en la cara de la muestra en sentido de producción. Se inyectan aprox. 10 Volúmenes porosos (V_p) y se monitorea el diferencial de presión alcanzado. Se para la inyección simultánea y se cierra el sistema al flujo.
- Se abre el sistema al flujo por el lado de contrapresión (backpressure) para modificar el valor de presión del sistema (Presión de poro) variando el valor de la contrapresión (backpressure) un 25% del valor inicial ajustado como presión del sistema.

- Modificar la variable temperatura llevando todo el conjunto (Assembly: Coreholder +válvulas) a una condición mínima de temperatura (aprox. @ Temp. Ambiente) que permitiera la inyección de hidrocarburo pesado en la muestra. Siempre controlando que la presión de inyección no causará modificaciones de la capacidad de flujo de la muestra y manteniendo constante el confinamiento neto sobre la misma.
- Dejar un remojo de 16 horas, después de la generación de la precipitación de asfaltenos, en el medio poroso.
- Medir la permeabilidad efectiva final al hidrocarburo para verificar la reducción de capacidad obtenida para esta primera etapa.
- Si la reducción alcanzada no satisface el valor requerido se procede a repetir el procedimiento desde el primer paso, incrementado el tiempo de remojo.
- Posterior a la primera inyección simultánea de hidrocarburo y n-Alcano, para inducir la precipitación de asfaltenos, se procedió a realizar las modificaciones de los tres (3) parámetros identificados, como más relevantes del proceso de generación de daño, por precipitación de asfaltenos: Presión, Temperatura y Tiempo de remojo.

La metodología aquí descrita se centró en la inducción de la precipitación de depósitos orgánicos de asfaltenos en el medio poroso de rocas de yacimiento de alta capacidad de flujo; contemplada como un paso del protocolo experimental para evaluar la eficiencia de un agente inhibidor (nano fluido diseñado) de la precipitación de asfaltenos para el campo Suria, considerando la modificación de los siguientes parámetros:

Modificación de la presión.

En hidrocarburos susceptibles a la precipitación de asfaltenos, la inducción de la precipitación es iniciada por un desequilibrio en las condiciones de presión y temperatura del mismo, a medida que la presión se acerca a la presión de burbuja la precipitación de asfaltenos aumenta, al iniciarse la liberación de gas en solución el hidrocarburo se hace más denso, punto en el cual los asfaltenos se hacen solubles.

Modificación de temperatura

El análisis del control y la modificación de la temperatura del ensayo, se realizó basados en el efecto de la temperatura y la presión sobre la precipitación de asfaltenos, en la envolvente de fases. Debido al efecto diferente de la temperatura en la envolvente de fases, el comportamiento de la precipitación se dará en dos condiciones generales:

La presión de inyección no causará modificaciones de la capacidad de flujo de la muestra y manteniendo constante el confinamiento neto sobre la misma.

Tiempo de remojo

El tiempo de remojo de la mezcla de hidrocarburo + solvente precipitante, permite la formación, el crecimiento y la precipitación de asfaltenos en el medio poroso: La cantidad y proporción de crecimiento de los depósitos orgánicos de asfaltenos es directamente proporcional al tiempo de remojo.

Caso de estudio.

Para evaluar un tratamiento inhibidor de asfaltenos se llevaron a cabo experimentos (coreflooding) a condiciones de presión y temperatura de reservorio usando muestras de roca y fluidos del yacimiento productor del campo Suria. Las condiciones de prueba fueron 500 psi de presión de poro, temperatura de yacimiento de 200°F y presión de confinamiento de 1600 psi. Se usaron muestras de roca (composite sample) de aproximadamente 5.996 cm de longitud y 3.732 cm de diámetro con permeabilidad klinkenberg de aproximadamente 5547 mD. Después de establecer la saturación irreducible de agua y medida la permeabilidad efectiva al crudo, se iniciaron los experimentos de generación de daño por precipitación de asfaltenos. El aceite usado fue hidrocarburo del pozo Suria-16, con viscosidad de 435 cP a 500 psi, 200°F.

De acuerdo con los protocolos establecidos anteriormente se realizó la evaluación de la eficiencia de un tratamiento inhibidor de asfaltenos en pruebas de core flooding. En la tabla 1 y Figuras 8 a 15 se presenta un resumen de los resultados:

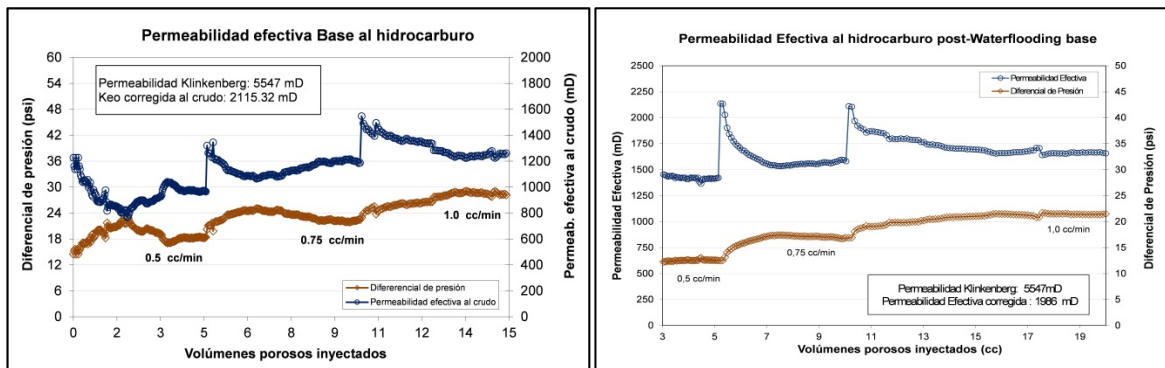


Fig. 8 - Línea base Keo pre y post Water flooding

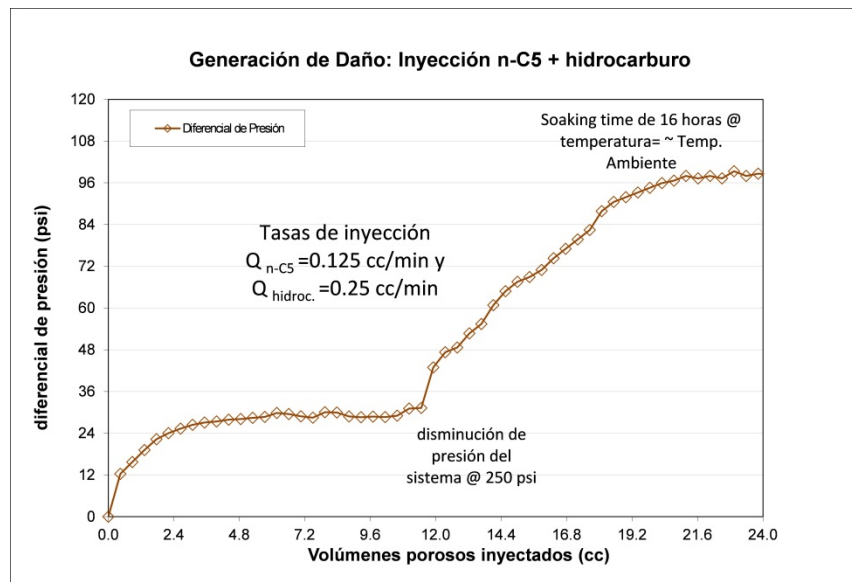


Fig. 9 - Generación de daño por asfaltenos en plug de Suria

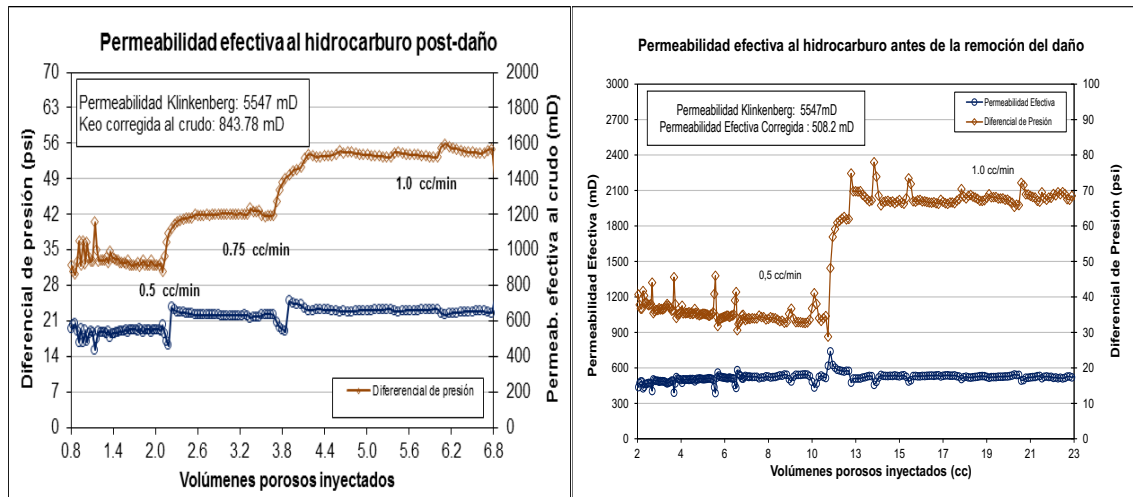


Fig. 10 - Keo post-primer daño y pre remoción de primer daño

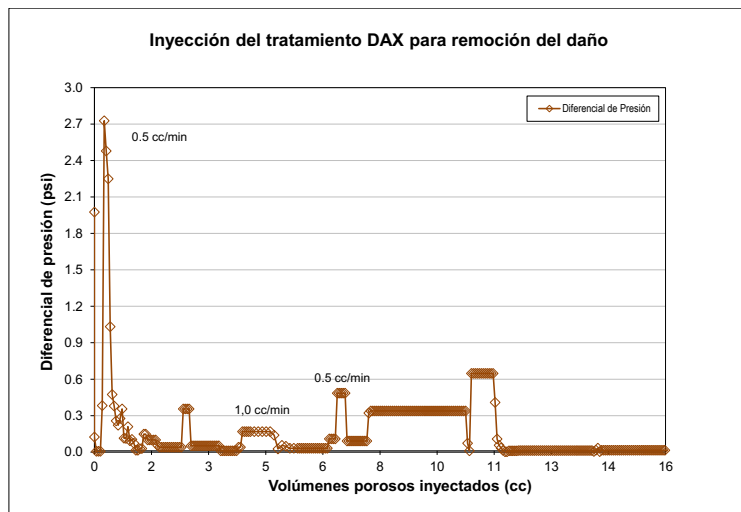


Fig.11 - Diferencial presión remoción del daño por asfaltenos en plug de Suria

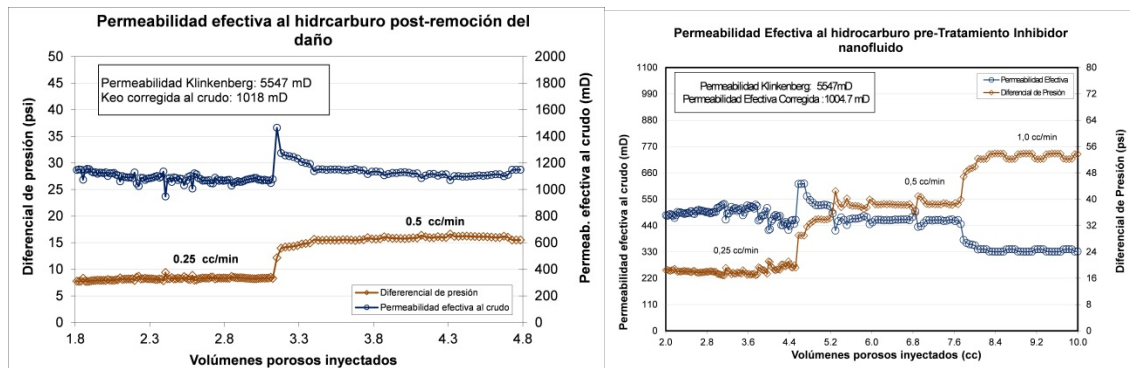


Fig.12 - Keo post-remoción del primer daño y pretratamiento inhibidor asfaltenos

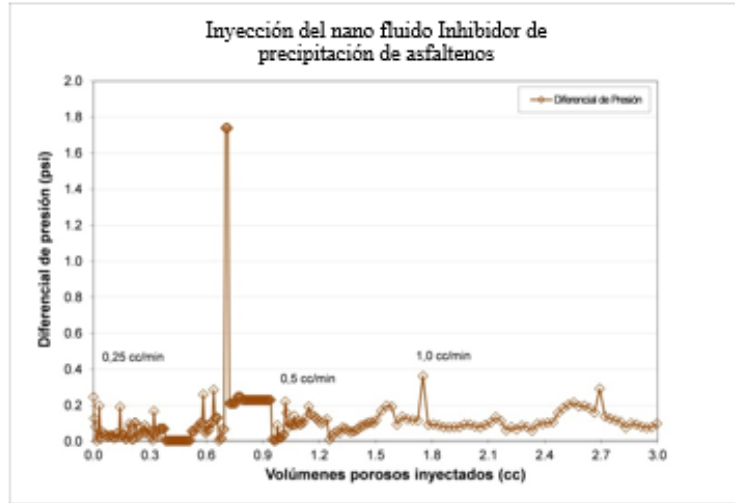


Fig. 13 - Diferencial presión Inyección inhibidor de precipitación de asfaltenos

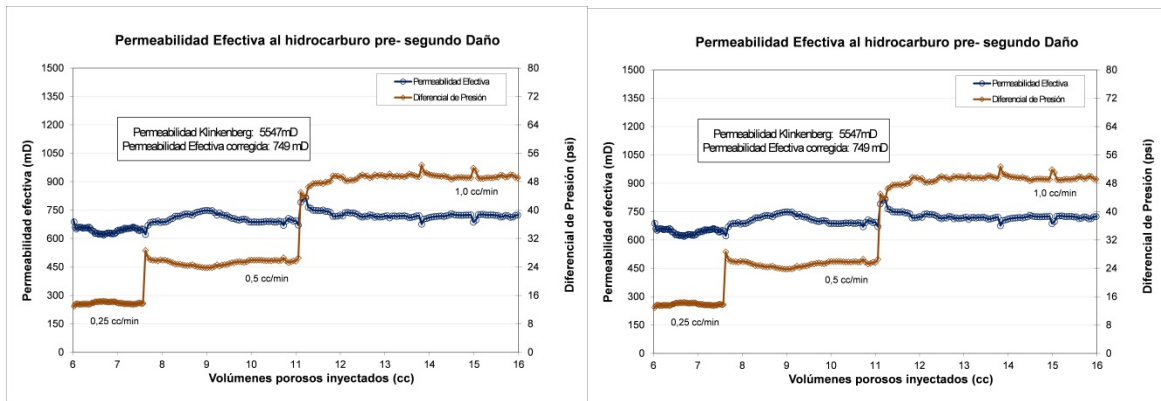


Fig. 14 - Keo post-inyección inhibidor y Pre-segundo Daño.

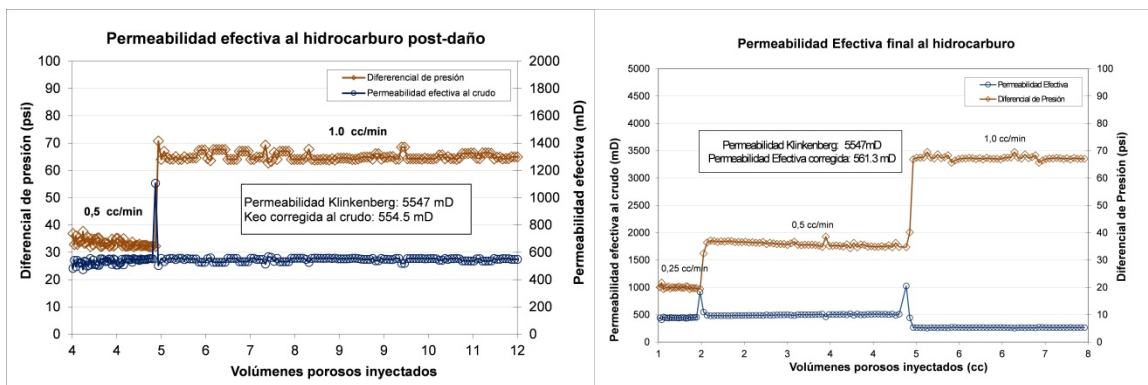


Figura 15 - Keo post segundo daño y post water flooding final

Tabla 1. Resultados de evaluación del inhibidor de asfaltenos en Core flooding							
PROCESO	Keo (mD)	Kew(mD)	Swir (Fracc.)	Sor (Fracc.)	Np (%)	Krw (Fracc.)	Kro (Fracc.)
LINEA BASE	215.32						
POST PRIMER WATER FLOODING		386.42	0.315	0.35	33.4	0.104	0.567
PRE GERNEACIÓN PRIMER DAÑO	1986						
POST GENERACION PRIMER DAÑO	843.78						
POST SEGUNDO WATERFLOODING		194.6	0.254	0.454	29.25	0.052	0.226
PRE REMOCIÓN DAÑO CON DAX	508.2						
POST REMOCIÓN DAÑO CON DAX	1018						
POST TERCER WATER FLOODING		213.64	0.298	0.387	31.52	0.057	0.273
PRE TRATAMIENTO INHIBIDOR	1004.7						
POST TRATAMIENTO INHIBIDOR	1014.7						
POST CUARTO WATER FLOODING		100.93	0.3364	0.2494	41.42	0.027	0.272
PRE GENERACIÓN SEGUNDO DAÑO	749.01						
POST GENERACION SEGUNDO DAÑO	554.46						
POST QUINTO WATER FLOODING		67.62	0.342	0.129	52.86	0.018	0.149
PERMEABILIDAD EFECTIVA FINAL	561.3						

La generación de daño por asfaltenos en la muestra de roca, se realizó utilizando el procedimiento descrito anteriormente, el cual fue diseñado para generar daño en muestras de roca de alta permeabilidad (>500 mD). Básicamente se inyectó crudo muerto y n-pentano simultáneamente (Tasa de inyección de Qn-C5=0.125 cc/min y Qhidroc=0.25 cc/min) , en la cara de la muestra, posteriormente de baja la presión del sistema; disminuyendo el sistema de contrapresión hasta un valor de 250 psi, luego se disminuyó la temperatura (~temp. ambiente) y se dejó en remojo el sistema poral durante 8 horas; al final de las cuales se volvió a inyectar hidrocarburo para verificar la reducción en capacidad de flujo final obtenida. Se ajustó nuevamente la contrapresión del sistema al valor inicial de 500 psi y se volvió a inyectar nuevamente hidrocarburo hasta alcanzar un diferencial de presión de ~98 psi; manteniendo cerrada la salida al flujo de estos fluidos y dejando un tiempo de remojo de 16 horas. En la Figura 9 se presenta el comportamiento del diferencial de presión para la generación del daño. En la Tabla 1 se presenta un resumen de todos los resultados obtenidos durante cada una de las etapas de evaluación.

Conclusiones y Recomendaciones.

- Se logró establecer una metodología para generar inducción de precipitación de depósitos orgánicos de asfaltenos (generación de daño por precipitación de asfaltenos) en un medio poroso de alta capacidad de flujo (Permeabilidad Klinkenberg > 500 mD).
- Se pudo probar la eficiencia de la metodología propuesta mediante la inducción de precipitados orgánicos a nivel de medios porosos (generación de daño) de alta permeabilidad, por la inyección simultánea de hidrocarburo y n-pentano y la modificación de los parámetros de ensayo con presión, temperatura y tiempo de remojo (Soaking time).
- Se logró estimar los rangos aproximados para los valores de los tres (3) parámetros a modificar: (1) Rango de temperatura aproximada entre 78-85°F, (2) Rango de presión del sistema entre 180-250 psi y (3) Rango de tiempos de remojo entre 4-16 horas; que permitan la generación del daño en el medio poroso.

Referencias.

1. ABBAS, Firoozabadi, "High Velocity Flow in Porous Media" SPE Reservoir, Engineering, May 1995.
2. Coring and Core Analysis, Exxon Research Analysis. 2001.
3. Good, R. J., and van Oss, C. J., "Modern Approaches to Wettability: Theory and Applications" Plenum Press, New York, pp. 1-27, 1992.
4. Norma API RP 42: "Laboratory Testing of Surface Active Agents for Well Stimulation, Section 1: Emulsion Tests for Characterization of Surface Active Agents in Acid, Brine or Oil. Section 2: Surface Active Agent Evaluation by flow test in cores", American Petroleum Institute, Washington D.C. Second Edition. 1977.
5. Norma API RP 42: "Laboratory Testing of Surface Active Agents for Well Stimulation, Section 3: Interfacial Tension and Wettability", American Petroleum Institute, Washington D.C. Second Edition 1977.
6. https://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2007/
7. <http://bdigital.unal.edu.co/64336/2/1144057341.2018.pdf>.
8. PERRY, "Manual del Ingeniero Químico, Tomo II", sexta edición, págs. 5-59 a 5-61.

Trayectoria autores

Manuel Guillermo Jaimes Plata:

Ingeniero de Petróleos, egresado de la Universidad Industrial de Santander (Colombia) en marzo de 1990. Actualmente con 28 años de experiencia profesional en la empresa petrolera estatal en Colombia (Ecopetrol), 17 años como ingeniero de campo y los últimos once años liderando proyectos de Optimización de la producción, especialmente en las áreas de estimulación, daño a la formación y control de arena. Ha participado Como presentador y ha publicado artículos en más de 20 eventos a nivel nacional e internacional y ha trabajado en varios proyectos de investigación patrocinados por Colciencias, Ecopetrol y la Universidad Industrial de Santander.

Jorge Alberto Rojas Plata.

Profesional en Ingeniería de Petróleos (Dic 1991) con experiencia de 25 años en el Area "Special Core Analysis", Daños de Formación, Recobro mejorado y tecnologías Operacionales – Líder técnico del area Petrofísica Especial del laboratorio de Optimización & Recobro Mejorado. Co-participe en patentes y productos tecnológicos - Centro de Innovación y tecnología ICP/Ecopetrol. Experiencia en Producción, Administración, Facilidades, Operaciones de Workover – Compañía Petróleos del Norte S.A. – 1996. Aplicación de Polímeros y Geles para Water Shut Off (WSO) y Recuperación Mejorada (EOR). Capacitación en SNF Floerger Saint Etienne (Francia) – Oct. 2001. Master en Ingeniería de Hidrocarburos Universidad Industrial de Santander – Septiembre 2015

José Luis Mendoza Mogollón.

Ingeniero de petróleo de la Universidad Industrial de Santander, con experiencia en el área de análisis petrofísica básica y especiales, diseño modelo petrofísico, presiones capilares por plato poroso, inyección de mercurio y centrifuga propiedades eléctricas, permeabilidades relativas, propiedades petrofísicas básicas diseño y construcción de equipos coreflooding, diseño y evaluación de tratamientos experimentales en procesos best in class.

Ricardo Dorado Dominguez.

Profesional en Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander con experiencia de 8 años en el área de “Daño a la Formación e Incremento de Productividad de Pozos”. Con conocimiento en:

1. Evaluación en equipo de coreflooding de tratamientos de estimulación matricial.
2. Análisis de diagnóstico de daños a la formación y remediación en pozos productores e inyectores.
3. Evaluación técnico-económica de nuevas tecnologías para estimulación de pozos.