

ASFALTENOS, UN DAÑO SEVERO EN YACIMIENTOS ALTAMENTE SUB- SATURADOS DE ACEITE VOLÁTIL

Andrés Camilo Rincón Chavez¹, Laura Tatiana Cabrales Campo²,
Alejandro Restrepo Morales³, Zuly Calderón Carrillo⁴

RESUMEN

La precipitación orgánica y depositación de asfaltenos es conocida como uno de los problemas más severos a nivel de yacimiento, especialmente cuando estos son altamente sub-saturados, debido a que la depositación asfáltica se extiende más allá de la cara del pozo. Casos de la literatura ilustran mayor concentración de asfaltenos precipitados y depositados en condiciones de presión cercanas al punto de burbuja, condición que promueve mayor criticidad a yacimientos altamente sub-saturados. Estos presentan mayor probabilidad de generar depósito asfáltico, especialmente en el caso de sistemas tipo aceite volátil y no obstante presenten una baja concentración en peso de asfaltenos. En el presente artículo se realiza un estudio y modelamiento de precipitación – depositación de asfaltenos para un yacimiento altamente sub-saturado de aceite volátil, por medio del simulador comercial **STARS** de CMG. El estudio desarrollado para un campo colombiano ubicado en el piedemonte llanero comprende un análisis del impacto de la depositación en tres aspectos: 1) la reducción de la permeabilidad efectiva del aceite (pruebas de laboratorio), 2) la productividad (historia de producción), y 3) el daño a nivel de yacimiento (modelamiento de la depositación). El modelado del fenómeno de precipitación-depositación parte de la construcción del modelo de fluidos, modelo de precipitación en **WinProp** de CMG y el modelamiento de depositación en simulador **STARS**. La envolvente de depositación es generada por medio de la ley de fugacidades y ajustada a través del volumen sólido molar precipitado y el grado de interacción binaria con los componentes livianos. El volumen de asfalto floculado es controlado por medio de una velocidad de reacción en un modelo químico de reacción simple; entre tanto, la cantidad de asfalto depositado es modelada a través de una ecuación de transferencia de masa.

ABSTRACT

Asphaltene organic precipitation and deposition is known as a severe problem at reservoir level, especially in high sub-saturated reservoirs, due to the asphaltic deposition is extended beyond wellbore. Literature cases show a high concentration of asphaltene precipitation and deposition in near conditions to bubble point, a critical condition in high sub-saturated reservoirs. These reservoirs have a mayor probability to generate asphaltic deposition, especially in volatile systems although these have low weight asphaltene concentration. This article presents asphaltene precipitation-deposition study and modelling for high sub –saturated volatile reservoir in **STARS**’ CMG reservoir simulator. This study developing in a Colombian field involved three aspects: 1) oil effective permeability reductions (laboratory test), 2) productivity impact (production history) and 3) damage at reservoir level (deposition modelling). Precipitation –deposition modeling is built from fluid-precipitation models in Winprop and deposition modelling in **STARS**. The deposition envelope was generated from fugacity law and adjusted through solid molar volume and binary interaction level with high components. The asphaltene volume flocculate is controlled by reaction rate in a simple chemical model, and, the amount of asphaltene deposited is modelled by mass transfer equation.

1 Drilling Fluid Specialist. Mi -Swaco a Schlumberger Company. Colombia. arinconchavez@miswaco.slb.com

2 Estudiante de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, Colombia. laura.cabrales@correo.uis.edu.co

3 Senior Production Technolgy, Equion Energia. Colombia. alejandro.restrepo@equion-energia.com

4 Profesora Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, Colombia. calderon@uis.edu.co

INTRODUCCIÓN

En el desarrollo y manejo de un campo petrolero, uno de los problemas más comunes es el impacto en la productividad debido a la precipitación - depositación de escamas orgánicas. En el caso de yacimientos de aceite volátil y gas condensado con presencia de asfaltenos, el problema es aún más grave, debido a que el porcentaje de asfaltenos, del total presente que se precipita, es mayor con respecto a otros tipos de crudo, los cuales a pesar de ser crudos asfálticos tienen un porcentaje de precipitación menor.

Esta diferencia de precipitación radica en que los crudos volátiles generan una mayor desestabilización de las resinas debido al alto grado de interacción que se genera entre las partículas de asfaltenos y los componentes volátiles liberados de la fase líquida durante la producción del yacimiento. Para el caso de yacimientos altamente sub-saturados y en los cuales la diferencia entre la presión inicial de yacimiento y la presión de burbuja se maximiza, este fenómeno es más crítico, ya que el daño por depositación no se aloja en la cara del pozo, sino que se extiende a todo el yacimiento, a su vez que la cantidad de asfaltenos precipitados incrementa.

En el presente artículo se realiza un estudio del fenómeno de precipitación-depositación, así como un modelamiento para un yacimiento de aceite volátil altamente sub-saturado ubicado en el Piedemonte Llanero Colombiano¹.

PRECIPITACIÓN- DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS

La precipitación orgánica es el proceso mediante el cual compuestos de origen orgánico de alto peso molecular se agregan y depositan, debido principalmente a cambios en las condiciones termodinámicas y/o iniciales del sistema (presión, temperatura, cambios de composición, adición de fluidos externos al yacimiento, entre otros). La depositación de estos compuestos orgánicos en el yacimiento genera una disminución en la permeabilidad de la formación ocasionada principalmente por el taponamiento parcial o total de los poros y un cambio en la mojabilidad, ya que con frecuencia la precipitación de estos compuestos orgánicos promueve un flujo preferencial de agua, lo que se traduce en una reducción en la capacidad de entrega del yacimiento.

La precipitación ocurre cuando el material asfáltico se desestabiliza. Como resultado de esto, las partículas chocan y se agregan a otras partículas de asfaltenos, las cuales de manera semejante caen y rompen la emulsión (Figura 1). Los flocúlos de asfaltenos se separan de la solución, debido a su alta densidad y a que forman un lazo extremadamente fuerte. La precipitación de asfaltenos es más probable en yacimientos de aceite volátil y gas condensado a pesar de su bajo porcentaje en peso (aproximadamente 0.3 a 0.4%), esto debido principalmente a que la composición liviana de estos hidrocarburos no es capaz de mantenerlos en solución.

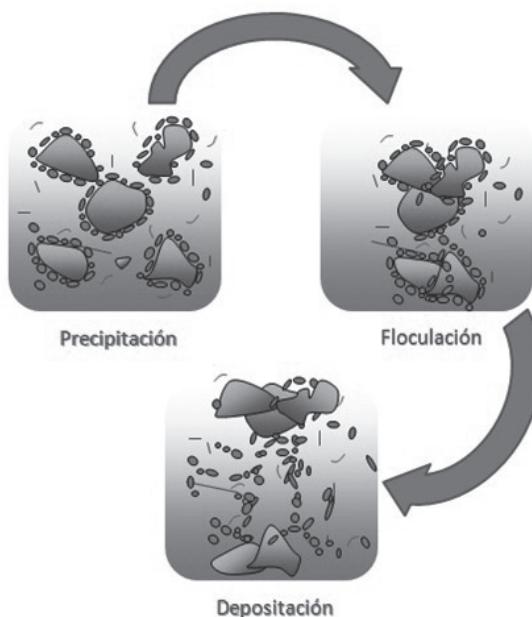


Figura 1. Representación de la precipitación, floculación y depositación de asfaltenos¹.

A diferencia de los yacimientos de aceite volátil o gas condensado, los yacimientos de crudo pesado que poseen altas concentraciones de asfaltenos, suelen mantenerse estables durante la producción y no contribuyen al taponamiento del pozo, mientras que los problemas de precipitación de asfaltenos son más comunes en los crudos livianos, que contienen cantidades menores de asfaltenos y se encuentran en yacimientos cuyas presiones son muy por encima del punto de burbuja.²

El problema se hace más crítico cuando el yacimiento es altamente sub-saturado, en el cual, el efecto del depletamiento hace que la diferencia entre la presión inicial y la presión de burbuja se maximice, modificando las condiciones del fluido e incrementando la cantidad de asfaltenos precipitados como consecuencia de la disminución parcial de la envoltura de fases del fluido remanente, como se ilustra en la figura 2.³

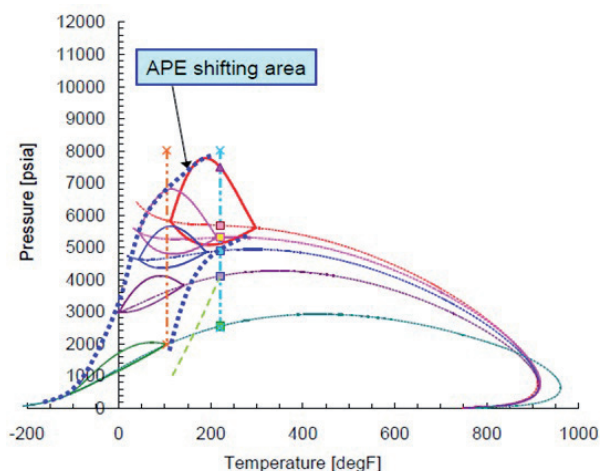


Figura 2. Comportamiento de la envolvente de precipitación de asfaltenos (APE) en un yacimiento altamente sub-saturado.²

En la figura 2 se observa la variación de la envolvente de precipitación a medida que la envolvente de fases varía por cambios en el fluido. Esta condición es crítica ya que la variación en las condiciones del yacimiento (P, T) genera que el fluido siempre se encuentre en las cercanías o dentro de las envolventes de precipitación, lo que incrementa la cantidad de asfaltenos precipitados.

MODELO DE PRECIPITACIÓN – DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS⁴

El simulador STARS mediante la implementación de un modelo coloidal, asume el asfalteno precipitado como una fase sólida calculada por una ecuación de estado empleando equilibrio termodinámico, el asfalteno floculado por una reacción química de balance de materia y el depósito generado mediante ecuaciones de transporte de masa en el modelo de fluidos.

MODELO DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS

La precipitación de asfaltenos es modelada como un sólido puro. El sólido puro es descrito como el pseudo componente más pesado en solución y precipitado. Estos dos componentes tienen idénticas propiedades y factores acéntricos, pero diferentes parámetros de interacción con los componentes livianos en el sistema. El componente precipitado se puede considerar como las moléculas de asfaltenos y resinas en solución.

Asumiendo que el componente precipitado es s1, la interacción entre la fase líquida y sólida es modelada por medio de la ley de fugacidad de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\ln f_{s1} = \ln f_{s1}^* + \frac{V_{s1}(p - p^*)}{RT}$$

Como la formación del sólido precipitado s1 se presenta únicamente cuando se sobrepasa las condiciones termodinámicas de equilibrio, el fenómeno puede ser completamente reversible, es decir, cualquier asfalteno precipitado puede volver a solución una vez que el sistema retorne a un estado por fuera de la envolvente de asfaltenos.

MODELO DE FLOCULACIÓN DE ASFALTENOS

La irreversibilidad del sólido precipitado es modelada a través de una reacción química simple de transformación del sólido s1 en otro sólido s2. Esta velocidad de reacción dependiente del tiempo es representada por:

$$r = K_{12}C_{s1,0} - K_{21}C_{s2,0}$$

El sólido s2 puede volver a la solución s1 por medio de la irreversibilidad de la reacción y luego disolverse en la fase líquida por equilibrio termodinámico.

MODELO DE DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS

La tasa de depositación se modela empleando el modelo de Wang and Civan, 2001. Este modelo contempla que las pequeñas fracciones de asfaltenos precipitados tienden a fluir con el crudo, mientras que los grandes agregados generados en la reacción química tienen una alta probabilidad de depositarse en el medio poroso. La velocidad de depositación de asfaltenos está dada por:

$$\frac{V_{S_2^d}^{n+1} - V_{S_2^d}^n}{\Delta t} - \alpha C_{S_2^f}^{+1} \phi^{n+1} + \beta V_{S_2^d}^{n+1} (V_o^n - V_{cr,o}) - \gamma u_o^n V_{S_2^f}^{n+1} = 0$$

Esta ecuación de transferencia de masa controla el volumen de asfalteno sólido depositado en el tiempo con base en la velocidad de reacción.

Físicamente la depositación de asfaltenos genera una reducción en el espacio poroso de la roca, lo cual altera la permeabilidad efectiva de la misma por restricción de flujo. Este fenómeno se puede representar por medio de un modelo de reducción de permeabilidad dependiente de la porosidad.

MODELO DE REDUCCIÓN DE PERMEABILIDAD

Estudios realizados por Reiss and Anock (1994) para caracterizar la depositación de sólidos inorgánicos en corazones, hallaron una relación potencial que describe la reducción de la permeabilidad en función a la cantidad de depósito.

$$k = c\phi^b$$

Empleando esta relación se puede estimar el factor de resistencia R_f , que describe la variación de la permeabilidad original K_o , y la permeabilidad instantánea K , como una función de la reducción del volumen poroso.

$$R_f = \frac{K_o}{k} = \left(\frac{\phi_o}{\phi}\right)^b; \quad \phi = \phi_o - V_{s2}^d$$

Donde el volumen poroso instantáneo ϕ es la diferencia entre el volumen inicial ϕ_o menos el volumen sólido depositado V_{s2} .

FUNCIONES DE CONTROL PARA LA VELOCIDAD DE REACCIÓN

La velocidad de reacción controla la cantidad de asfalto que se flocula en función del tiempo, este fenómeno genera cambios en el fluido (cambio composicional, disminución de la velocidad de fase del aceite), la roca (reducción de la permeabilidad efectiva) y el entorno (incremento de presión). STARS permite controlar la velocidad de reacción en función de cada una de estas variables, pero debido a que no se tiene certeza sobre el comportamiento de las variables en el yacimiento, se emplea la función que depende de la presión.

VELOCIDAD DE REACCIÓN EN FUNCIÓN DE LA PRESIÓN

Físicamente la obstrucción del medio poroso por la depositación de asfaltenos genera una presurización del fluido (figura 3); esta opción permite controlar la velocidad de reacción en función de la presión del yacimiento.

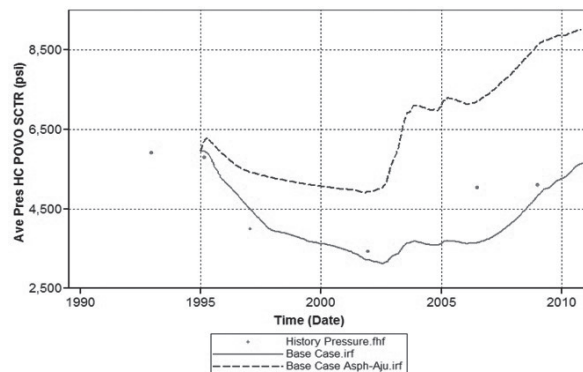


Figura 3. Incremento de la presión del yacimiento por la depositación de asfaltenos.¹

ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA DEPOSITACIÓN

Con el fin de caracterizar cómo ha influenciado históricamente la depositación de asfaltenos en el yacimiento de estudio, se analizó la respuesta obtenida en pruebas de laboratorio y datos históricos de producción. Para caracterizar la presencia de asfaltenos en el crudo, se desarrolló un tren de pruebas de laboratorio de fluidos de la UNALMED⁴, en las cuales se muestra la evidencia de asfaltenos. Las figuras 5 y 6 muestran los resultados obtenidos en pruebas de oliensis y daño a la formación.

En la figura 4 se observa la presencia de asfaltenos para las muestras durante la prueba de oliensis. Es evidente como en 13 de las 14 titulaciones se observa la formación del sólido en torno a la gota muestreada, después de la agitación y mezcla con 2 ml de N-Heptano.

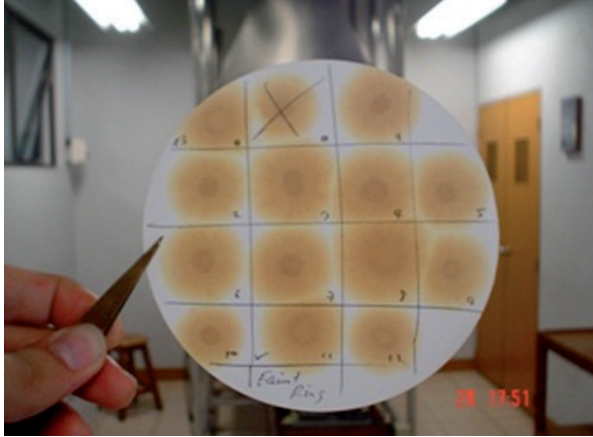


Figura 4. Resultados obtenidos para la titulación con N-Heptano en la prueba de Oliensis.⁵

La figura 5 muestra la reducción en las curvas de permeabilidad efectiva de un núcleo de formación productora (curvas azules) ante la depositación de asfaltenos (curvas rojas). Al observar las curvas de permeabilidad efectiva se evidencia claramente como la depositación de asfaltenos ocasiona un daño severo a la formación.⁵

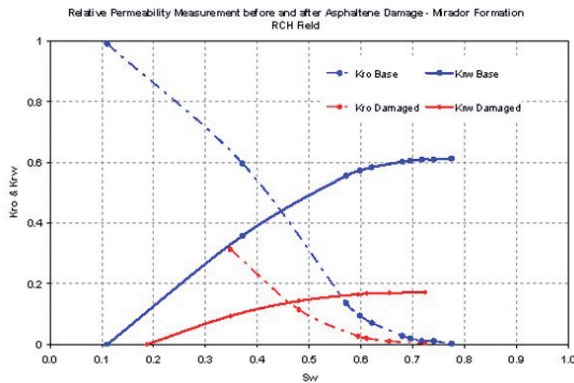


Figura 5. Efecto del daño ocasionado y sobre las curvas de permeabilidad relativa.⁶

La historia de producción muestra el daño progresivo a la formación en el tiempo. En la figura 6 se observa el perfil de producción del pozo “E2” respecto a las estimulaciones químicas de remediación y el soporte de presión con la inyección del pozo “E1”.⁵

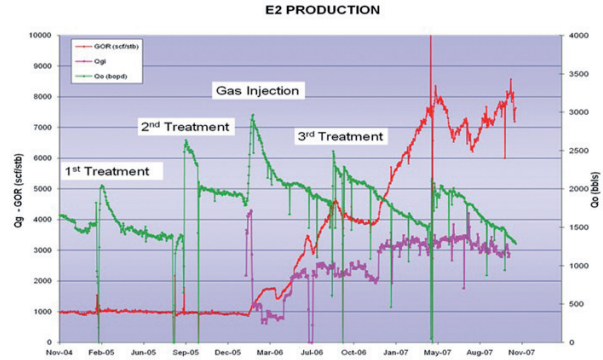


Figura 6. Perfil histórico de producción del pozo E2, durante los diferentes tratamientos y el soporte de presión de los pozos E1.⁶

Como se observa en el perfil de producción, a medida que se realizan los tratamientos la perdurabilidad de las mismas decrece, este comportamiento se debe a que la profundidad del daño se aloja más allá de la cara del pozo, y el daño por la depositación es mayor.

CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE FLUIDOS Y DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS⁶

El modelo de precipitación de asfaltenos (figura 7) se construye a partir del modelo de fluidos en **WinProp** (Nombre comercial de la aplicación CMG para modelamiento composicional de fluidos), con base en pruebas de expansión a composición constante y de separador, tomando las siguientes consideraciones obtenidas de datos de laboratorio y pruebas de campo:

1. Concentración inicial de asfaltenos en solución 1.2 % en peso.
2. Concentración actual de asfaltenos en solución 0.9 % en peso.
3. Último Pseudo componente como componente asfáltico.

Como se mencionó anteriormente, la envolvente de precipitación se calcula para una composición específica, con base en la ley de fugacidad de acuerdo al cambio composicional.

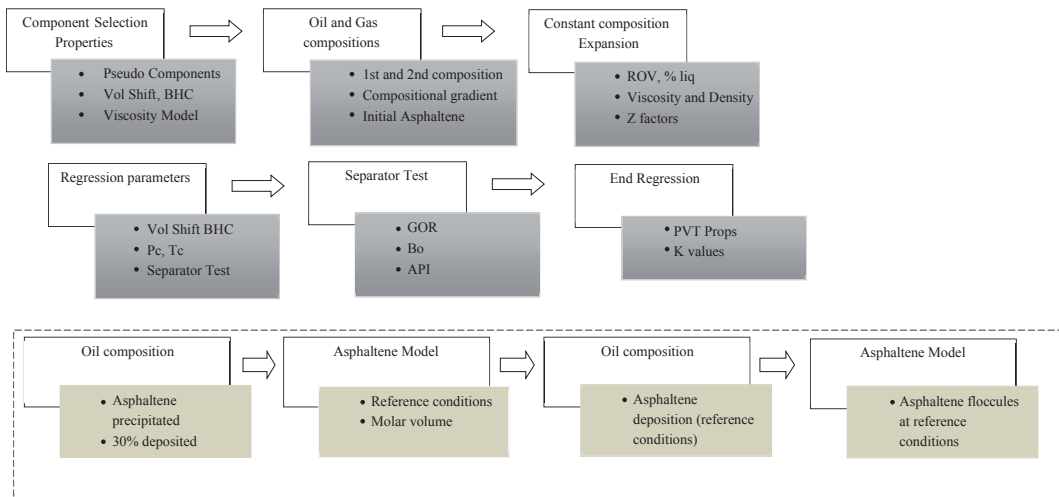


Figura 7. Estructura del modelo de asfaltenos.

En las figuras 9 y 10 se observan las tendencias históricas de asfaltenos precipitados en el yacimiento de estudio⁶ durante el periodo comprendido entre 1998 y 2009, junto con las envolventes de precipitación de asfaltenos calculadas por el simulador.

En la figura 8 se muestra una envolvente simulada al comportamiento descrito en pruebas de núcleos reportadas en literatura⁷. Esta envolvente de precipitación se extiende a lo largo de toda la caída de presión, lo cual no describe el comportamiento real del fluido, debido a que no se generan obstrucciones en las líneas, ni en las facilidades de producción.

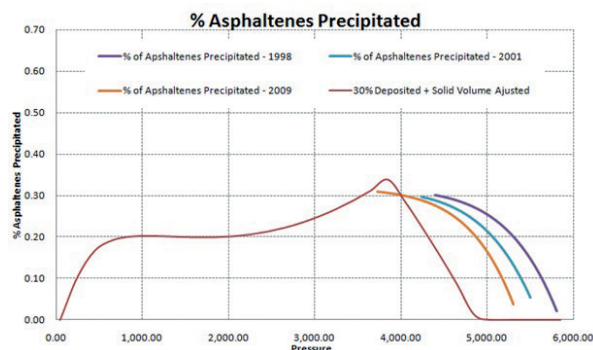


Figura 8. Envolventes de deposición de asfaltenos ajustadas.¹

En la figura 9 se muestra una envolvente estimada para el comportamiento ideal a nivel de yacimiento de acuerdo a la literatura⁸. La extensión y magnitud de la envolvente es controlada por el volumen sólido molar y por el grado de interacción binaria entre el componente asfáltico y los componentes livianos.

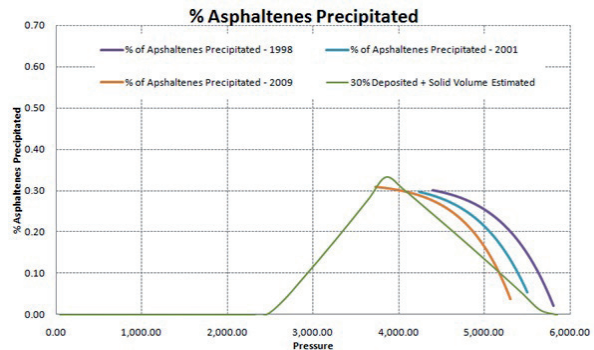


Figura 9. Envolventes de deposición de asfaltenos estimadas.¹

A mayor volumen sólido molar mayor magnitud y extensión de la envolvente, mientras que, a mayor interacción menor magnitud y extensión⁹.

MODELADO: PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS

STARS permite modelar la cantidad de asfaltenos depositados mediante una variable conocida como velocidad de reacción, la cual controla la cantidad de asfaltenos floculados que tienen alta probabilidad de depositarse. Con el fin de estimar como ha sido el daño a la formación, se emplea un sector modelo que representará a escala las condiciones del yacimiento. Las consideraciones que se tuvieron en cuenta para realizar el estudio son:

- Ajuste en historia de presión
- Escalamiento de producción/inyección
- Factor de recobro actual equivalente

El **sector modelo** seleccionado (figura 10) contempla el área de influencia de los pozos E1 y E2, además tiene las mismas propiedades que el modelo de todo el campo, con un volumen de aceite original in place de 29.34 MM STB.

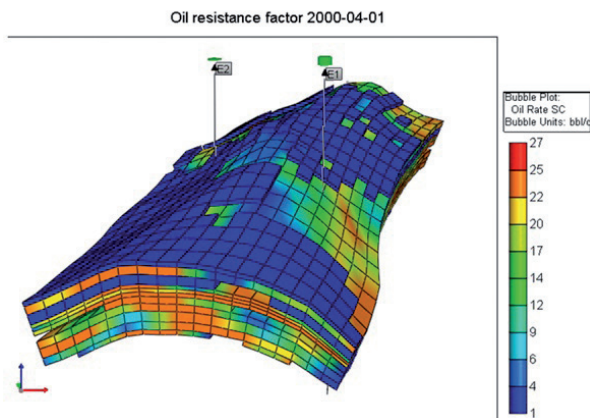


Figura 10. Sector Modelo del yacimiento.¹

El ajuste en presiones obtenido para el **sector modelo** realizando un escalamiento de la producción–inyección de los pozos y del acuífero presente en el yacimiento se muestra en la figura 11. Bajo este escenario se obtiene un factor de recobro de 28%, respecto a un factor de recobro del campo de 23%.

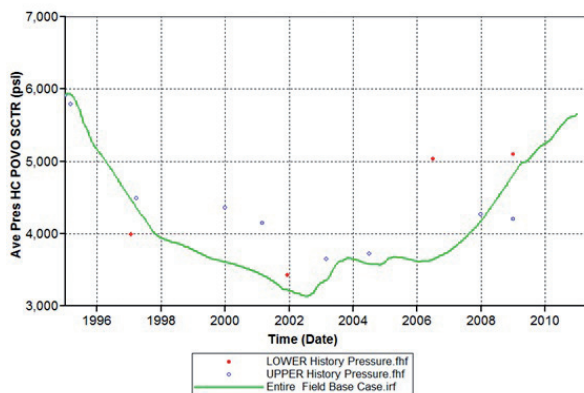


Figura 11. Ajuste Histórico de Presión (Sector Modelo).¹

ESTUDIO DE SENSIBILIDAD

Con el fin de estimar el comportamiento del modelo de simulación en STARS bajo diferentes escenarios

se realizaron 30 corridas de simulación de las cuales se ilustran las 5 más representativas de acuerdo al comportamiento actual del yacimiento de estudio. Las condiciones bajo las que se realizó cada estudio fueron:

- Diferentes envolventes de precipitación de asfaltenos a una velocidad de reacción constante.
- Diferentes velocidades de reacción para una misma envolvente de precipitación de asfaltenos.
- Distintas funciones de velocidad de reacción en función de la presión

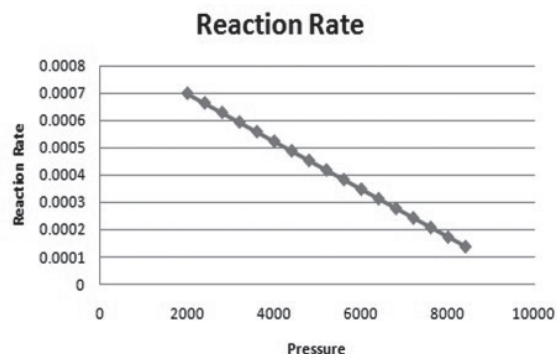


Figura 12. Perfil de velocidad de reacción en función de la presión.¹

ENVOLVENTES DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS

La primera envolvente de precipitación de asfaltenos empleada se muestra en la figura 8, esta envolvente es termodinámicamente reversible y presenta la mayor concentración de asfalteno precipitado sobre la presión burbuja.

La historia de presión (figura 13) muestra que el yacimiento empieza a sobre presionarse tan pronto este se acerca a la presión de burbuja lo cual indica la obstrucción del medio poroso en el yacimiento. El comportamiento se refleja en la producción mensual de E2 y la producción acumulativa del sector evidencia la depositación de asfaltenos.

Para la segunda envolvente de precipitación de asfaltenos (figura 9) se espera un menor impacto en la producción, el cual se evidencia en el comportamiento histórico descrito por la presión y producción acumulativa (figura 14), similar al anterior, pero en menor grado, debido a una menor cantidad de asfalteno depositado.

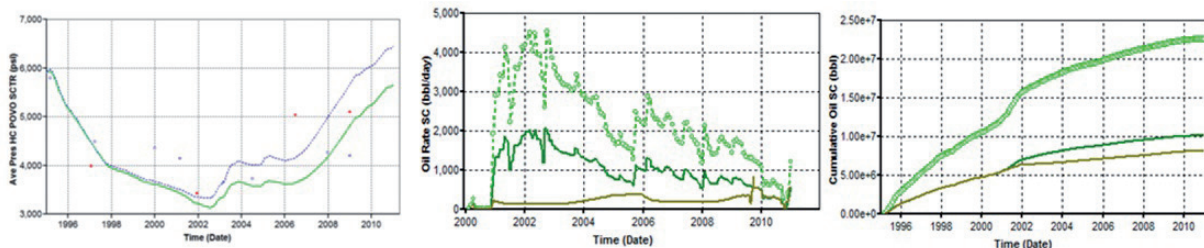


Figura 13. Historia de Presión, producción mensual de E2 y producción acumulativa del campo empleando la primera envolvente de precipitación.¹

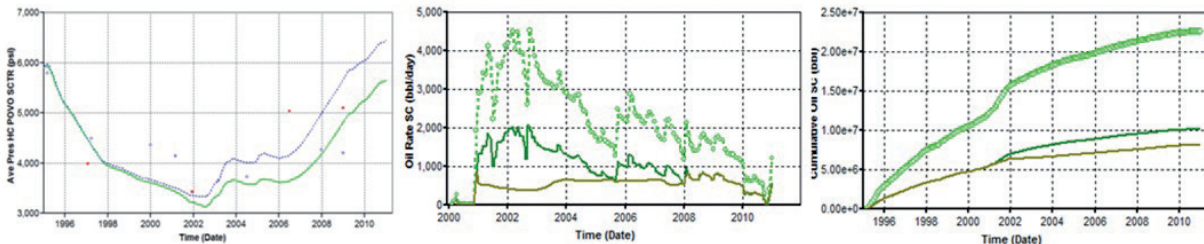


Figura 14. Historia de Presión, producción mensual de E2 y producción acumulativa del campo empleando la segunda envolvente de precipitación.¹

VELOCIDADES DE REACCIÓN

Para determinar el rango de valores permisible y su impacto en producción se realizaron variaciones pequeñas en la velocidad de reacción tomando la segunda envolvente de depositación, las cuales no presentaban cambios significativos en producción (entre 2-30 STB). Por tal motivo se muestran dos ejemplos para velocidades de reacción con gran amplitud.

• **Velocidad de Reacción de 1e-5**

Para la tasa de velocidad de reacción especificada, la cantidad de asfalteno floculado es muy baja, razón por la cual todo es transportado y producido, este hecho hace que no se observe un incremento en la historia de presión ni una alteración de la historia de producción, figura 15.

• **Velocidad de Reacción de 10**

Para esta velocidad de reacción se genera una gran concentración de asfaltenos floculados que ocasionan un incremento representativo en toda la historia de presión del yacimiento desde el inicio de su vida productiva, lo cual no afecta de manera drástica la producción (figura 15).

VELOCIDAD DE REACCIÓN EN FUNCIÓN DE LA PRESIÓN

Este análisis de sensibilidad se hizo con el fin de lograr un mejor ajuste histórico en las presiones. El perfil

de velocidad de reacción que presenta el mejor ajuste en presión se muestra en la figura 12. Este perfil de velocidad de reacción propone una mayor velocidad a menores presiones, lo cual hace que la floculación de asfaltenos incremente tan pronto empieza la caída de presión; y a medida que retoma presión por la inyección, disminuya la cantidad de asfalteno floculado. El impacto en producción se reduce en gran manera logrando así un factor de recobro del 24% respecto a un 28% base. Figura 16.

De los estudios de sensibilidad efectuados, la velocidad de reacción en función de la presión obtuvo los mejores resultados en cuanto a factor de recobro y ajuste de presión, por ello se muestran los perfiles de factor de resistencia en función del tiempo, los cuales indican la cantidad de asfaltenos depositados en el yacimiento. Figura 17.

Es notable cómo a medida que el yacimiento empieza a depletarse la producción de crudo cae en forma gradual y se acentúa aún más cuando éste cae por debajo de la presión de burbuja (3872 psi), no obstante gracias a la inyección recupera presión, pero el daño es tal que la producción no se restituye debido a que se trata de un yacimiento altamente sub-saturado, lo que significa que el fluido remanente no tiene las mismas propiedades que el crudo inicial y la cantidad de asfaltenos depositados incrementó durante el depletamiento y primeras etapas de soporte de presión². Figura 17

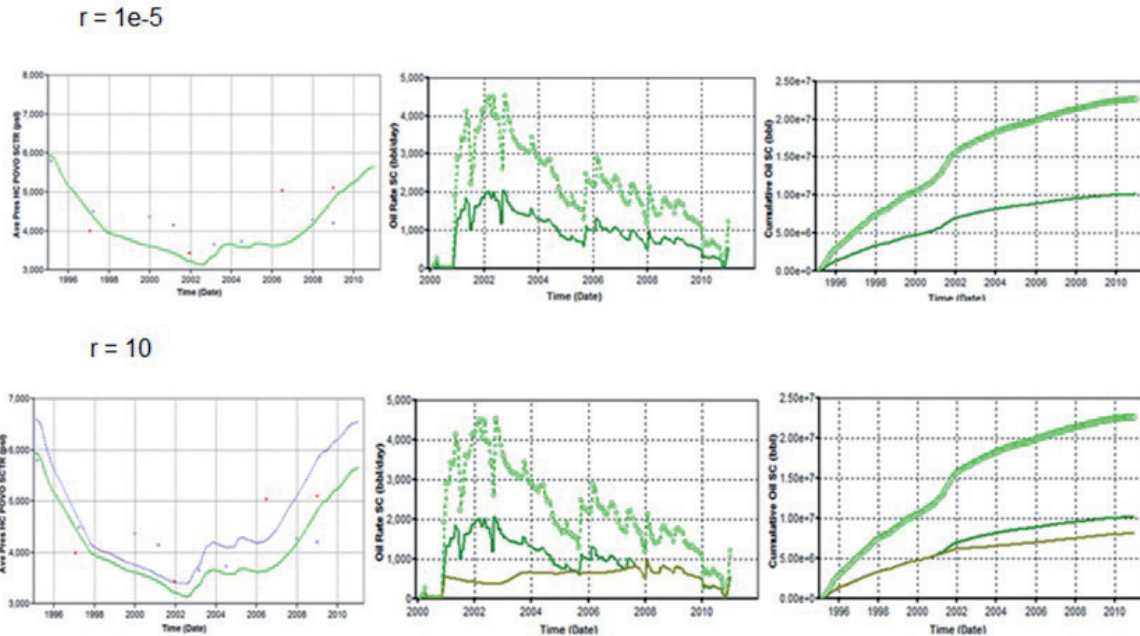


Figura 15. Historia de Presión, producción mensual de E2 y producción acumulativa del campo empleando velocidades de reacción de $1e-5$ (parte superior) y 10 (parte inferior).¹

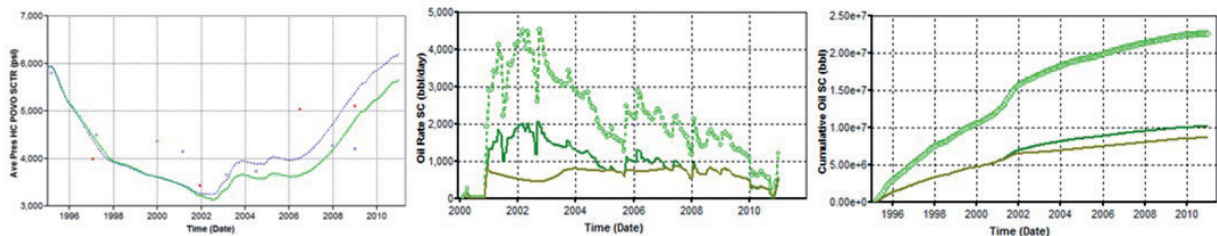


Figura 16. Historia de Presión, producción mensual de E2 y producción acumulativa del campo empleando el perfil de velocidad de reacción.¹

Al observar el perfil de factor de resistencia en función del tiempo y compararlo con la porosidad efectiva del sector y el net to gross (figuras 17 y 18) se observa como la mayor concentración de asfalteno depositado se aloja en los canales de mayor porosidad efectiva y mayor net to gross, representando el fenómeno que sucede físicamente en condiciones reales.

Este comportamiento explica cómo a medida que avanza el tiempo (1999-2005) la obstrucción a los canales preferenciales es mayor, razón por la cual la pérdida de productividad descrita en la historia de producción a medida que transcurre el tiempo se hace cada vez más crítica.

El factor de resistencia evidencia cómo la cantidad de depósito aumenta en forma dramática y se extiende a todo el yacimiento en forma irreversible cuando la presión se encuentra cercana a la presión de burbuja (3872 psi, 2001-2004) incrementando a medida que transcurre el tiempo (2002-2005) hasta estabilizarse después de la etapa de soporte de presión (2005-2010). Este comportamiento es crítico en este tipo de yacimientos, ya que el cambio de las condiciones del mismo ocasiona que la envolvente de depositación varíe haciendo el fluido remanente siempre se encuentre en las cercanías ó dentro de la envolvente de depositación durante la mayor parte de la vida productiva del yacimiento.

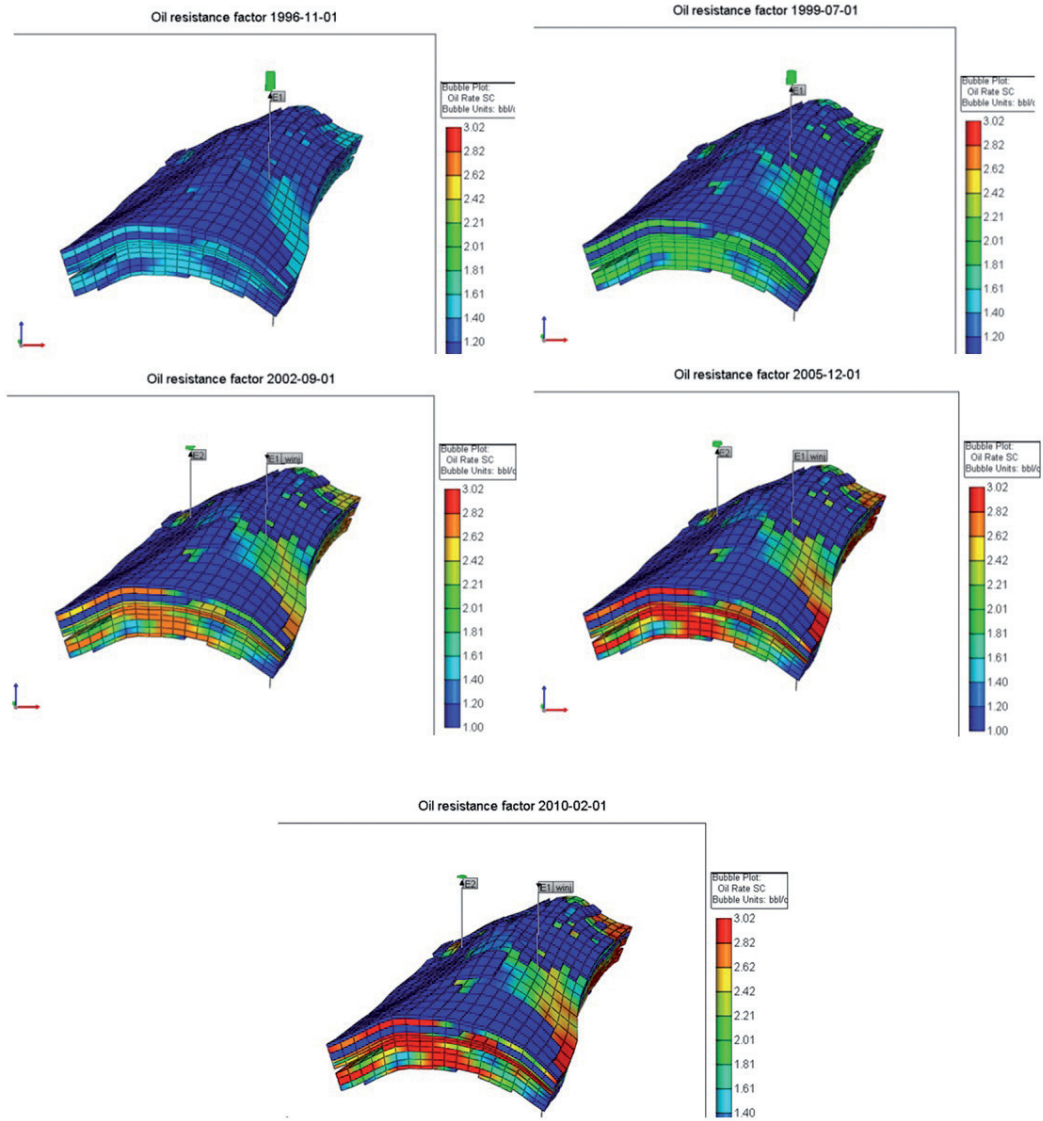


Figura 17. Perfil de factor de resistencia (concentración de asfalto depositado) en el sector modelo.¹

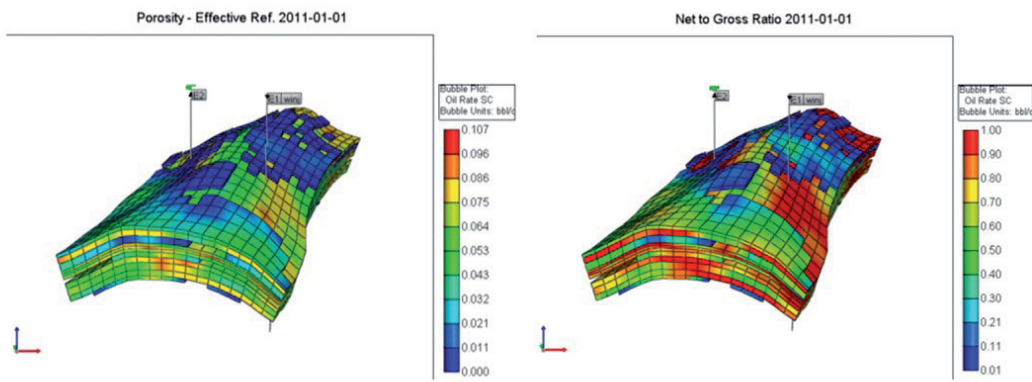


Figura 18. Porosidad efectiva y Net to Gross para el sector modelo.¹

CONCLUSIONES

- Se desarrolló un estudio que evidencia cómo la depositación de asfaltenos afecta en forma severa la productividad del yacimiento, y se acentúa a medida que las condiciones del fluido varían en las cercanías a la envolvente de depositación.
- La reducción en la permeabilidad representada a través del factor de resistencia muestra como el comportamiento de precipitación es más crítico en yacimientos altamente sub-saturados, debido a que el fenómeno se presenta en un amplio rango de presiones, variando y extendiéndose a todo el yacimiento. (Figuras 2 y 17)
- El modelo de precipitación empleado representa de forma coherente el comportamiento producción descrito por el yacimiento, a pesar de representar el fenómeno en un sector modelo a escala.
- La velocidad de reacción es una herramienta útil que permite controlar el fenómeno de floculación. La función que representó un mejor ajuste respecto al modelo de todo el campo es la función que depende de la presión, ya que con ella se obtiene un factor de recobro del 24% respecto a un 23% real.

REFERENCIAS

1. Rincón A. "Final Report, Internship Student". Production Technology, Resources Team. BP Exploration. 2010.
2. Computer Modelling Group. "Overview of CMGs Reservoir Flow Simulation Capabilities", June 2010.
3. Computer Modelling Group. "STARS User's Guide –Version 2009", 2009.
4. Computer Modelling Group. "WinProp User's Guide –Version 2009", 2009.
5. Bruce F. and Long X. "Modelling Asphaltene Precipitation and Deposition in a Compositional Reservoir Simulator", SPE 89437. SPE Symposium on Improved Oil held, Tulsa, Oklahoma. 2004.
6. Nghiem L.X. Nuttaki R. "Efficient Modelling of Asphaltene Precipitation", SPE 26642. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX. 1993.
7. Hoier L. and Curtir H. "Compositional Grading – Theory and Practice", SPE 63085. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX. 2000.
8. Figueroa L. et al. "Characterization and Modelling of Asphaltene Precipitation and Deposition in a Compositional Reservoir", SPE 133180. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy. 2010.
9. Hideharu, J. et al. "Dynamic asphaltene behavior for gas injection, Risk analysis". IPTC 13266. SPE International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar. 2009.
10. Restrepo A. et al. "Practical Modelling of Asphaltene Related Damage in Volatile Oil Reservoirs", SPE 139040. SPE Latino American and Caribbean Petroleum conference, Lima, Peru. 2010
11. Arbarzadeh K. et al. "Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial". Oilfield Review. Autumn 2007.
12. Wang, S. and Civan, F. "Productivity decline in vertical and horizontal wells by asphaltene deposition in Petroleum Reservoirs". SPE 6499, SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, TX. 2001.
13. Reiss, J.C. and Anock, A.M. "Permeability reduction models for the inorganic solids in Berea sandstones" In situ. 1994.
14. López S. et al. "Stimulation with an interfacial chemical to remove the damage caused by asphaltene precipitation in the cupiagua sur field." BP Exploration Colombia- UNALMED, Junio 2005.
15. López S. et al. "Enhanced productivity due to removal of asphaltenes at the rio chitamena field" BP Exploration Colombia – UNALMED, Diciembre 2009.

NOMENCLATURA

$C_{s1,o}$: Concentración del sólido suspendido s1 en la fase aceite

$C_{s2,o}$: Concentración del sólido suspendido s2 en la fase aceite

C_{s2}^f : Concentración volumétrica del sólido fluyendo s2 por volumen de aceite

f_{s1} : Fugacidad del sólido 1

f_{s1}^* : Fugacidad de referencia del sólido 1

k : Permeabilidad absoluta

k_{12} : Velocidad de formación del sólido s2 desde s1

k_{21} : Reversibilidad de formación del sólido s2 en s1

P : Presión

P^* : Presión de referencia

r : velocidad de reacción

R : Constante de gas universal

T : Temperatura

u_o : Velocidad darcy de la fase aceite

$V_{cr,o}$: Velocidad crítica intersticial

V_o : Velocidad intersticial de la fase aceite

V_{s1} : Volumen sólido molar

V_{s2}^d : Volumen del sólido s2 depositado por volumen del grid block

α : Coeficiente de velocidad de depositación superficial

β : Coeficiente de velocidad de entrapamiento

Recepción: 5 de Mayo de 2011

Aceptación: 20 de Diciembre de 2011