

ANÁLISIS DE LA SIMULACIÓN DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS EN EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO

Emiliano Ariza León¹, Julián Francisco Gutiérrez Quintero², Alexander Antonio Bolaño Cervantes³,
Elkin Rodolfo Santafé Rangel⁴.

RESUMEN

El presente estudio analiza las condiciones termodinámicas en donde ocurre la precipitación de asfaltenos. Se describe una metodología para cuantificar los sólidos precipitados mediante la simulación utilizando un software que realiza los cálculos a partir de una información sobre propiedades del crudo y condiciones de yacimiento.

Adicionalmente, se determina la envolvente de precipitación de asfaltenos (EPA) del crudo del campo Colorado, caracterizando sus condiciones termodinámicas de precipitación.

Se concluye que en el Campo Colorado no existen problemas de precipitación de asfaltenos en superficie, solo se presentaron a las condiciones iniciales del yacimiento y hasta alcanzar el punto de saturación causando posible daño a la formación.

Palabras claves: Envolvente de precipitación de asfaltenos (EPA), Campo Colorado, Precipitación, simulación.

ABSTRACT

This work allows us to analyze the thermodynamic conditions of the onset of precipitation asphaltenes occurs, we describe a methodology to quantify the precipitated solids by using simulation software, which performs calculations based on the information about the oil properties and reservoir conditions.

Also determined the asphaltene precipitation envelope (APE) oil in Colorado, the characterization of the thermodynamic conditions of precipitation. We conclude that no asphaltene precipitation problems in the surface facilities of Colorado field, this occurred at the initial conditions of the reservoir oil until to reach the saturation point, causing damage to the formation

Keywords: Asphaltene precipitation envelope (APE), Colorado Field, Precipitation, simulation.

¹ Magister en Ingeniería de Hidrocarburos. Profesor Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, Colombia. E-Mail: earizal@uis.edu.co.

² Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, Colombia.

³ Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, Colombia.

⁴ Magister en informática. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, Colombia.

1. INTRODUCCIÓN

Existen cuatro fracciones dentro del crudo: saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos. Los Asfaltenos, están definidos como los componentes más pesados del petróleo que precipita en heptano, cuya estructura molecular está conformada por anillos aromáticos ligados con cadenas alquílicas y cicloalcanos y presencia de heteroátomos como N, O y S [1]; son causantes de problemas en muchos Campos productores de hidrocarburos en Colombia y a nivel mundial, y bajo ciertas condiciones de presión, temperatura y composición química del crudo, se pueden precipitar y depositar dentro de la formación productora, en los pozos, en tuberías y/o equipos de producción. Si los asfaltenos se acumulan entre los poros de la formación productora obstruyen el paso de los fluidos, consiguiendo alterar las propiedades de la roca como porosidad, permeabilidad y humectabilidad e incremento en la viscosidad del fluido producido [2]. Según el índice de inestabilidad coloidal del crudo del Campo Colorado (superior a 0.9), hay tendencia de precipitación de asfaltenos.

Debido a que no se han realizado estudios de asfaltenos en el Campo Colorado, a partir de las propiedades del crudo y utilizando un simulador, se modeló la precipitación de asfaltenos, generando una envolvente que permite evaluar el comportamiento termodinámico y las condiciones de precipitación. Para la simulación de la precipitación de asfaltenos, se definió esta fracción del crudo como un sólido puro y se utilizó el modelo sólido termodinámico de Nghiem, mientras que las fases de petróleo y gas se modelaron con una ecuación de estado (EOS).

Los resultados de este trabajo, permiten obtener información valiosa para que los ingenieros de producción y yacimientos determinen que porcentaje de asfaltenos se depositará (o se ha depositado) y en que parte de la cadena de producción ocurre, para así tratar este problema de la mejor forma.

2. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS.

Durante el proceso de producción de hidrocarburos, cuando ocurre desestabilización de los asfaltenos

se pueden presentar cuatro etapas: Precipitación, Floculación, Agregación y Depositación. La precipitación [3] se lleva a cabo cuando en un crudo bajo condiciones de presión, temperatura y composición aparece una fase insoluble compuesta por sólidos finos, denominados asfaltenos. En la etapa floculación estos sólidos se unen entre sí formando flóculos, los cuales se mantienen suspendidos en el crudo sin causar problemas. El aumento de los flóculos forma agregados (etapa de agregación) que pueden permanecer suspendidos y ser arrastrados si la velocidad de flujo es alta. Finalmente puede ocurrir depositación cuando son propicias las condiciones para que los asfaltenos se adhieran al medio poroso o a la tubería [4].

El umbral de precipitación se define como la presión (P) a la cual a una temperatura (T) dada, se detecta la aparición del asfalteno precipitado que estaba en dispersión coloidal. La unión de puntos a diferentes P y T de aparición de precipitados de asfaltenos conforman el EPA (Envolvente de Precipitación de Asfaltenos).

Con base en el modelo de Nghiem [5],[6], fue estructurada una metodología para simular la precipitación de asfaltenos a fin de generar la envolvente, la cual se aplicó y validó con varios crudos de diferentes partes del mundo que presentan problemas de depositación de asfaltenos en superficie y en yacimiento [7],[8],[9],[10],[11],[12].

Al aplicar esta metodología (Figura 1) se obtuvieron resultados simulados representativos del contenido de precipitados de asfaltenos en el fluido, los cuales se compararon con datos experimentales de precipitación de estos crudos, encontrando buena correspondencia.

3. MODELADO DEL COMPORTAMIENTO DE LOS ASFALTENOS DEL CRUDO DEL CAMPO COLORADO.

El Campo Colorado se encuentra en la cuenca del Magdalena Medio, en la provincia estructural del Piedemonte Occidental, al sureste de Barrancabermeja en Yarima (Santander) Colombia.

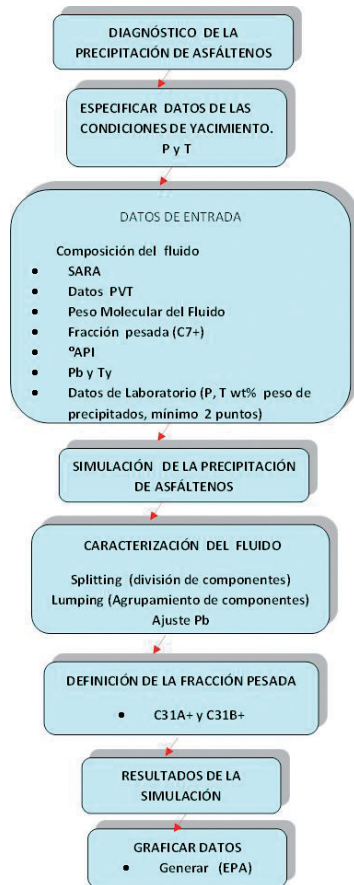


Figura 1. Metodología para determinar Mediante simulación la precipitación de Asfaltenos

Se supone que los asfaltenos existen dentro de la fracción más pesada (C31+) del líquido. En el modelo, esta fracción es dividida en un componente no precipitante (C31A+) y un componente que se precipita (C31B+).

Estos dos componentes tienen las mismas propiedades y factores críticos acéntricos, pero pueden tener diferentes parámetros de interacción binaria entre los componentes más ligeros.

La fracción molar del componente de asfaltenos en el petróleo crudo se calcula a partir de la ecuación (1):

$$Z_{C31B+} = W_{Asph} MW_{oil} / MW_{C31B+} + \dots \dots \dots \quad (1)$$

Donde:

W_{Asph} es el contenido de asfaltenos precipitados en el tanque.

MW_{oil} Es el peso molecular del crudo.

MW_{C31B} El peso molecular del componente C31B+.
Para el modelado de la precipitación de asfaltenos debido al agotamiento de presión y a la temperatura de yacimiento, la fracción del componente de asfaltenos es calculada así:

$$Z_{C31B+} = (0,0666 * 227,419) / (698,861)$$

$$Z_{C31B+} = 0,02164002$$

Donde:

$W_{Asph} = 0,0665$ en peso es el contenido de material sólido de asfaltenos en el tanque.

$MW_{oil} = 227,419$ Lb/lbmol, es el peso molecular del crudo vivo y $MW_{C31B} = 698,86$ Lb/lbmol es el peso molecular del componente C31B+.

Valor inicial C31+ = 1,69E-01.

La fracción molar del C31B+ es de 0,021640; la fracción correspondiente a C31A+ se determina como la diferencia entre C31+ y C31B+. Estos son datos necesarios para el modelado del precipitado.

Los datos de entrada, para el cálculo de la presión de saturación del campo Colorado son: temperatura de yacimiento 104 ° F, y una presión cercana al dato experimental (630 Psia).

Después de este paso, se unen los parámetros de interacción entre el componente C31B+ y los componentes de C1 a n-C5. Usando el valor de una constante de 0,4 para todas las iteraciones dadas y volumen molar de 0,81 L/mol suministra una curva aceptable de las precipitaciones, que coincide con los datos experimentales.

De acuerdo al artículo publicado en la revista society of petroleum engineers (SPE) número 26642, el volumen molar del sólido que se debe ingresar en la forma Asphaltene/Wax Modelling, debe ser ligeramente mayor al que es calculado por la ecuación de estado para el componente que se utiliza para la precipitación.

En el caso de estudio, el peso molecular del componente en solución fue de 0,6874 L/mol, por lo que se utilizó un valor de 0,75 L/mol para estimar la cantidad de sólido a precipitar. Al observar los resultados de la simulación, la cantidad de sólido es menor al dato experimental de 0,4974 % en peso, por lo que se aumentó finalmente a 0,81 l/mol para tratar de ajustar a este valor.

4. ÍNDICE DE INESTABILIDAD COLOIDAL Y ANÁLISIS SARA

A continuación se muestra el análisis SARA (Tabla 1) para 7 pozos pertenecientes a las arenas B, C y E (de los bloques 1, 2, 4 y 6) del Campo Colorado; se encontró que el contenido de las fracciones de saturados es muy similar y con un promedio del 72,8% en peso; lo cual posiblemente se trata de yacimientos de un mismo origen, es decir cargados con crudos de la misma roca generadora.

Con el análisis SARA (Prueba para crudo muerto) que se realizó para pozos de diferentes arenas y bloques del Campo Colorado [13], incluido el Col-25, se encontró que el índice de inestabilidad coloidal IIC definido como: $(\text{Saturados} + \text{asfaltenos}) / (\text{resinas} + \text{Aromáticos})$ es superior a 0,9 (Tabla 2); por lo tanto, a condiciones de producción se considera que posiblemente ocurra precipitación de asfaltenos y por eso se procedió a realizar la simulación con el objeto de determinar dónde y bajo qué condiciones de operación (presión y temperatura) ocurre la precipitación y determinar la máxima cantidad que se puede precipitar.

5. COMPOSICIÓN DEL FLUIDO Y DEL DEPÓSITO SÓLIDO DE LAS ARENAS B

El pozo Col-25 (Arena B) presenta una presión de yacimiento de 810 Psia, presión de burbuja de 630 Psia

y temperatura de 104 °F. En la Tabla 3 se presenta la composición del fluido del yacimiento (Arena B) del campo Colorado [14].

En el Análisis SARA realizado a los depósitos sólidos, se pudo observar que los componentes mayoritariamente presentes en la muestra sólida proveniente del Campo Colorado son hidrocarburos saturados (cadenas de alcanos lineales, ramificadas, naftenicas). Se determinó que hay presencia de asfaltenos en el depósito sólido, según pruebas realizadas de depósitos proveniente de los pozos Col-25 y Col-75 con 6,65% y 7,35% respectivamente (Tabla 4).

6. PRUEBAS DE REVERSIBILIDAD DE ASFALTENOS

En la investigación de Ariza (2008), se realizó una prueba de reversibilidad de asfaltenos cuyos resultados se presentan en la Tabla 5. Esta información es necesaria como datos de entrada para la simulación de la precipitación de asfaltenos.

Tabla 1. Análisis SARA de Crudos Campo Colorado.

Fracción	COL-11	COL-12	COL-25	COL-37	COL-38	COL-62	COL-64
Saturados %	74,17	74,39	64,09	74,11	75,04	74,70	72,95
Aromáticos %	20,63	20,00	25,26	19,21	18,33	19,23	19,97
Resinas %	4,62	5,04	9,93	5,99	6,06	5,47	6,52
Asfaltenos %	0,58	1,31	0,73	0,68	0,58	0,61	0,55

Fuente: Ariza, E. (2008) "Determinación del Umbral de Cristalización de Parafinas".

Tabla 2. Índice de Inestabilidad Coloidal (IIC) Pozos Campo Colorado.

Pozo	COL-11	COL-12	COL-25	COL-37	COL-38	COL-62	COL-64
IIC	2,96	3,02	1,84	2,97	3,1	3,05	2,77

Fuente: Ariza, E. (2008) "Determinación del Umbral de Cristalización de Parafinas".

Tabla 3. Composición Crudo (Col -25).

Componentes	Wt% peso	Mol%	Mw (lb/lbmol)	Densidad(g/cc)
N2	0,0016	0,009	28,01	0,808
CO2	0,0012	0,0043	44,01	0,827
C1	1,7747	17,2441	16,04	0,3
C2	1,1674	6,0508	30,07	0,356
C3	1,7405	6,1511	44,1	0,508
iC4	0,5664	1,5189	58,12	0,563
nC4	1,2945	3,4715	58,12	0,584
iC5	0,8187	1,7685	72,15	0,625
nC5	0,9925	2,1439	72,15	0,631
C6	1,8278	3,3914	84	0,685
C7	3,0044	4,8778	96	0,722
C7+	89,815	58,246	362,237	0,9547
C10+	78,501	41,749	371,155	0,9574
C20+	48,934	16,808	472,551	0,9982
C30+	31,216	8,388	580	1,0591

Fuente: Poveda ,D.(2009) “Diseño de un Tratamiento Químico para Remover Depósitos Orgánicos a nivel de la Cara de la Formación , Aplicación Campo Colorado”. UIS.

Tabla 4. Depósito Sólido Proveniente de Pozos del Campo Colorado.

Fracción	Unidades	COL-25	COL-75
Saturados %	74,17	74,39	64,09
Aromáticos %	20,63	20,00	25,26
Resinas %	4,62	5,04	9,93
Asfaltenos %	0,58	1,31	0,73

Fuente: Poveda, D. (2009) “Diseño de un Tratamiento Químico para Remover Depósitos Orgánicos a nivel de la Cara de la Formación, Colorado”. UIS.

Tabla 5. Prueba de Reversibilidad de Asfaltenos Ty=104 °F (Fluido, Col -25).

PRESION(Psia)	% EN PESO DE ASFALTENOS EN LA MUESTRA	% PESO DE ASFALTENOS PRECIPITADOS
3800	0,5689	0
810	0,5511	0,0178
660	0,0715	0,4974

Fuente: Ariza, E. (2008) “Determinación del Umbral de Cristalización de Parafinas”. UIS.

7. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En la Figura 2 se muestra la cantidad de sólidos orgánicos precipitados a temperatura de yacimiento de 104 °F, mientras ocurre un descenso gradual de presión durante la vida productiva del Pozo Col- 25.

La presión de inicio superior a la cual comienza la precipitación es de 814,7 Psia con 0,0172 % en estado líquido, llegando a una presión de saturación de 630 Psia, donde se comienza a liberar gas del crudo y aumenta la precipitación a un valor máximo de 0,5933% en peso, continua disminuyendo la presión estando el crudo en las fases líquido -gas hasta llegar nuevamente a una presión de inicio inferior de 539,7 Psia con 0,0985 % peso; a presiones inferiores a esta ya no ocurre más precipitación de asfaltenos.

En la Figura 3 se muestra que a una temperatura de 103 °F existirá una mínima precipitación, estas isothermas se han obtenido previamente de la EPA (envolvente de precipitación de asfaltenos) ya descrita, ajustada con sus respectivos coeficientes de interacción binaria, el volumen del sólido precipitado y la presión de saturación que requiere de un número considerable de regresiones.

También se puede observar que a diferentes temperaturas se encuentran los respectivos puntos de inicio superior e inferior de la precipitación de asfaltenos los cuales se utilizaron para limitar la EPA del crudo del Campo Colorado. Por ejemplo a una temperatura de yacimiento de 104 °F se tiene los puntos de inicio superior e inferior de 814,7 Psia y 539,7 Psia respectivamente, y para una temperatura de 105 °F le corresponde 915 Psia y 490 Psia respectivamente y así sucesivamente para cada una se determinan sus puntos de inicio superior e inferior.

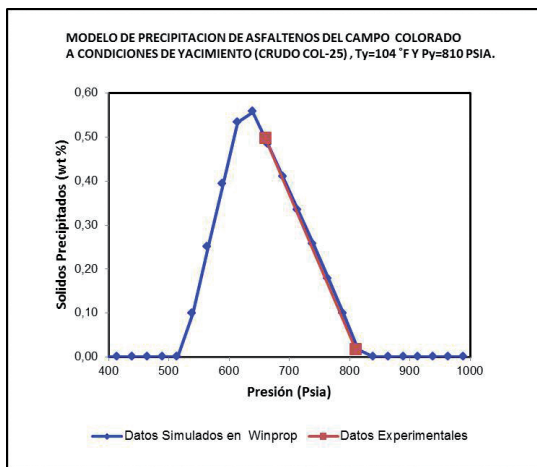


Figura 2. Precipitación de Asfaltenos (Col – 25, Arena B)

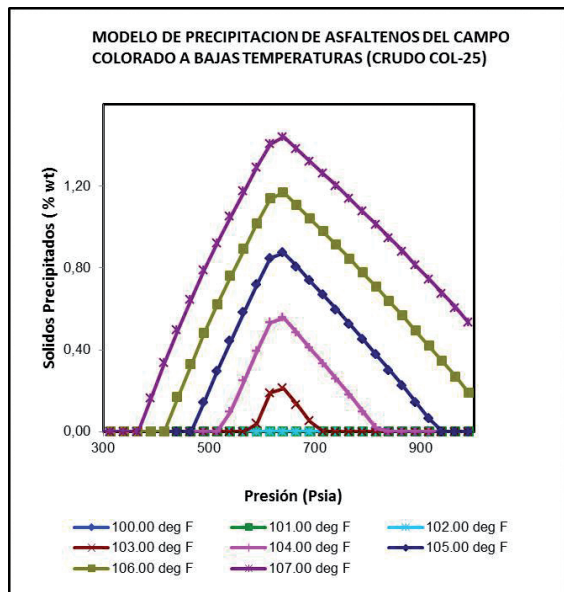


Figura 3. Efectos de la Temperatura en la Precipitación de Asfaltenos para un crudo (Col -25, Arena B).

La EPA, delimita las zonas de estabilidad para los asfaltenos en la solución, se puede determinar la precipitación a condiciones de yacimiento, del

pozo, del separador y de las líneas de superficie. Esta EPA suministra información sobre las condiciones termodinámicas (P,T). La precipitación solo ocurre dentro de la envolvente.

A las condiciones originales de yacimiento (Arenas B) del Campo Colorado a una presión de 810 Psia y una temperatura 104 °F (Figura 4) los asfaltenos se encontraban en equilibrio dentro del crudo, en el agotamiento primario la presión se redujo hasta 440 Psia (presión actual del yacimiento). Cuando la presión alcanzó la envolvente superior de precipitación de asfaltenos, donde inició éste fenómeno que se acentuó a medida que la presión fue decreciendo hasta la línea de presión de burbuja, donde ocurrió la mayor formación de asfaltenos debido a la liberación de gas del crudo.

Con la reducción continua de la presión se liberó suficiente gas del sistema, y los asfaltenos iniciaron la redisolución en el petróleo a la presión de la envolvente inferior de precipitación, hasta que llegó a precipitar pequeñas cantidades y por último a presiones inferiores a 539,7 Psia ya no se presentó este fenómeno dentro del yacimiento.

La envolvente puede evidenciar que a condiciones de superficie 15 Psia y 85 °F, no existe precipitación de asfaltenos, solo ocurre en el yacimiento en el descenso de presión hasta su depleción. A 630 Psia y 104 °F ocurrió la mayor precipitación de asfaltenos en el yacimiento con una cantidad de precipitados de 0,5933 % en peso (simulada), lo cual probablemente se depositó en el medio poroso y generó daño a la formación.

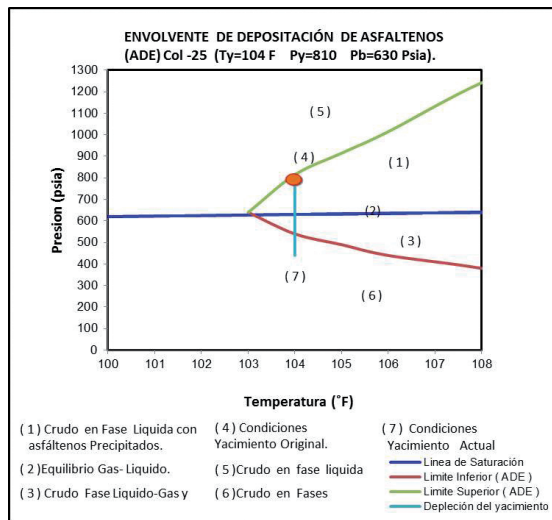


Figura 4. Envolvente de Precipitación de asfaltenos EPA (Col -25, Arena B)

8. CONCLUSIONES

A partir de la Envolvente de Asfaltenos generada mediante los datos suministrados por el simulador para el Campo Colorado a condiciones originales de yacimiento 810 Psia y 104 °F (arena B), ocurrió depositación de asfaltenos en la formación, pero con el tiempo al disminuir la presión del yacimiento los asfaltenos tuvieron un aumento gradual de precipitación alcanzando su mayor valor cuando la presión de saturación era de 630 Psia con 0.5933 % en peso de sólidos. Los resultados muestran que posiblemente se generó daño a la formación por depositación de asfaltenos.

Actualmente el yacimiento está a una presión inferior a la de saturación, aproximadamente 440 Psia a 104 °F; por lo tanto, se espera que no esté ocurriendo precipitación de asfaltenos en la formación. A condiciones de superficie 15 Psia y 85 °F se observa a partir de la EPA que no existen problemas de precipitación de asfaltenos.

Para conseguir un ajuste correcto entre los datos obtenidos por el simulador y los datos experimentales, es preciso tener una condición de precipitación que se aproxime a la presión de saturación del fluido, en este caso de estudio se seleccionaron las siguientes condiciones para el Crudo del pozo Col-25: presión 660 Psia con un precipitado de 0,4974 % en peso a temperatura de yacimiento de 104 °F, el cual generó buenos resultados durante la simulación. En la presión de saturación 630 Psia se obtuvo un máximo de precipitación de 0,5933 % en peso, comenzando desde la presión inicial de yacimiento y disminuyendo la presión gradualmente.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos al Campo Escuela Colorado proyecto del convenio ECOPETROL-UIS y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander por el apoyo recibido en datos y facilidad del uso del software para la realización del presente trabajo. Igualmente a la empresa Computer Modelling Group por el software CMG, módulo winprop instalado en la sala CPIP de la Escuela de Ingeniería de Petróleos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. DELGADO, José G. Asfaltenos, composición, agregación, precipitación. Cuaderno FIRP S369-A. Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela, 2006.
2. SOULGANI Baharam et al. Modeling formation damage due to asphaltene deposition in the porous media. Energy Fuels, January 2011.
3. KHANIFAR Admad et al. Study of asphaltene precipitation and deposition phenomenon. IEEE Xplore Conference (NPC), 2011.
4. FIGUERA L. et al. Characterization and modelling of asphaltene precipitation and deposition in a compositional reservoir. SPE 133180, sep 2010.
5. NGHIEM X.L et al. Efficient modelling of asphaltene precipitation. SPE 26642, 1993.
6. NGHIEM X.L et al. Modeling asphaltene precipitation during primary depletion. SPE 36106, 1997.
7. KOHSE, Bruce et al. Modelling phase including the effect the pressure and temperature on asphaltene precipitation. SPE 64465, 2000.
8. NGHIEM X.L et al. Asphaltene precipitation: Phase behavior modelling a compositional simulation. SPE 594322, April 2000.
9. RESTREPO A. et al. Practical modelling of asphaltene related damage in volatile oil reservoirs. SPE 13940, December 2010.
10. KABHIR C.S et al. Asphaltene characterization and mitigation in south Kuwait's Marrat Reservoir. SPE 53155, February 1999.
11. FAHIM M.A et al. Tuning EOS using molecular thermodynamics to construct asphaltene deposition envelope (ADE). SPE 93517, March 2005.
12. SABRI A.M. Integrated analysis of asphaltene deposition from field production data and laboratory experiments. SPE 49501, October 1998.

-
13. ARIZA, E. Determinación del Umbral de Cristalización de Parafinas en el crudo del campo Colorado. Tesis Maestría, UIS, 2008.
14. POVEDA, D. Diseño de un Tratamiento Químico para Remover Depósitos Orgánicos a nivel de la Cara de la Formación, Aplicación Campo Colorado. UIS. 2009.
15. ASAKEREH, A. & Baghias, F. Asphaltene Precipitation Model Study on a Mexican Reservoir Live Oil Sample Due to Natural Production. University of petroleum Engineering, Omidieh, Iran. 2009.

Recepción: 16 de febrero de 2012

Aceptación: 29 de junio de 2012