

DE LA CARACTERIZACIÓN DE CRUDOS QUÉ ES CLAVE PARA DIAGNOSTICAR LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS

Emiliano Ariza León

RESUMEN

Los crudos parafínicos son muy valiosos, por los derivados que se pueden obtener; sin embargo la dificultad radica en producirlos y transportarlos. Si las características del crudo determinan que es parafínico, la precipitación y depositación de parafinas puede ocurrir a partir de un punto entre el yacimiento y las facilidades de superficie o durante su transporte por oleoductos, causando posible daño a la formación si se deposita dentro del yacimiento, problemas operacionales e incrementos en costos y en casos severos hasta la pérdida del pozo. Es recomendable hacer un diagnóstico temprano a fin de poder implementar sistemas preventivos y evitar que el problema se incremente con las consecuencias mencionadas.

En este documento se presenta un análisis del problema, la importancia y pautas de la caracterización y finalmente se da a conocer el caso del Campo Colorado, en donde a pesar de ser un campo maduro, se están dando avances en investigación cuyos resultados puedan contribuir a mitigar problemas de precipitación de orgánicos en otros campos.

Palabras Claves: Caracterización de crudos, ceras parafínicas, diagnóstico de parafinas, Campo Colorado.

ABSTRACT

Paraffinic crude oils are very valuable, because of the products that can be obtained from them, but the challenge is to produce them and transport them. If the characteristics show that an oil is paraffinic, the paraffin precipitation and deposition can occur from a point between the reservoir and surface facilities or during transport by pipeline, causing possible damage to the formation if it is deposited in the reservoir, operational problems and increases in costs and in severe cases even loss of the well.

It is advisable to make an early diagnosis in order to implement preventive systems and not wait that for the problem increases with the consequences mentioned.

This paper presents an analysis of the problem, patterns of characterization and finally we explain the case of Colorado field, where despite of being a mature field, are making advances in research whose results can help mitigate problems of precipitation of organics in other oil fields.

Keywords: Characterization of crude oil, wax, paraffin diagnosis, Colorado field.

INTRODUCCIÓN

Generalmente, el desarrollo económico de un país se mide principalmente por su capacidad para satisfacer sus necesidades energéticas. A través de los años muchas economías mundiales han dependido del petróleo como fuente de energía; sin embargo, se debe tener en cuenta que este recurso natural es no renovable y por tanto es necesario emplear las mejores prácticas con el fin de extraer la mayor cantidad de este preciado líquido de los yacimientos. La influencia que tienen las parafinas del petróleo es muy importante debido a que por el desconocimiento de su comportamiento y las condiciones a las cuales se precipitan, además de un diagnóstico tardío, se pueden presentar problemas durante la producción de este tipo de hidrocarburo.

Los crudos parafínicos representan un mayor valor comercial, ya que a partir de ellos se obtienen productos tales como: gasolina, lubricantes y parafina; esta se usa principalmente en la elaboración de velas, crayones, chicles, recubrimientos para alimentos, papel, textiles, tintas, pisos y en fabricación de cosméticos por su propiedades de protección, brillo y consistencia. El reto está en cómo extraer este tipo de crudo del yacimiento y transportarlo.

A continuación se presenta un análisis de la precipitación de parafinas, los factores y los efectos; se describen las principales pruebas para la caracterización y se presenta el caso de un Campo, las implicaciones y consecuencias de no diagnosticar a tiempo el problema.

DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Debido a la presencia de miles de compuestos químicos en un crudo, hacer una completa definición de la estructura y composición de cada molécula individual hoy día es casi imposible, aunque este ha sido el propósito de grandes investigadores a lo que han denominado petroleoma (petroleome), es decir, el “genoma” del petróleo (1), lo cual seguramente se logrará a futuro. Por ahora, para facilitar su estudio se han definido a partir de su polaridad y solubilidad cuatro fracciones conocidas como SARA conformadas por los saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos.

De estas fracciones los asfaltenos y parafinas (saturados) pueden presentar problemas de precipitación y depositación durante las operaciones de producción y transporte de hidrocarburos; las otras fracciones son siempre benéficas y ayudan en la solubilidad y facilitan

la coexistencia de las fases problema para mantener el equilibrio en el crudo bajo ciertas condiciones termodinámicas.

Las parafinas normales son cadenas de hidrocarburos saturados, principalmente entre C_{16} y C_{60}^+ con temperaturas de fusión de 64 °F a 211 °F, son de naturaleza cristalina.

Como se explicó anteriormente el crudo es una mezcla compleja de hidrocarburos, los depósitos orgánicos también lo son, es decir, no se presenta un depósito solamente de parafinas ó de asfaltenos. Las ceras parafínicas, están conformadas principalmente de parafinas normales (cerca del 90%) acompañadas de isoparafinas y en menor cantidad por ciclo parafinas, con presencia de resinas, material asfáltico, arena, escamas y en ocasiones agua.

Los crudos parafínicos son de color más claro, fluidos y de baja densidad (0,75 a 0,85 g/mL). Se caracterizan porque contienen más del 50% de hidrocarburos saturados y dentro de estos superior al 40% del tipo alcanos o parafínicos.

Durante el proceso de producción, los hidrocarburos experimentan una serie de fenómenos fisicoquímicos y termodinámicos, debido a los cambios en las condiciones desde yacimiento a superficie. Estas perturbaciones generan cambios de fase (paso de líquido a sólido ó a gas), con la correspondiente segregación y depositación de sus compuestos, entre ellas las parafinas, causando obstrucción del flujo con las consiguientes pérdidas de producción.

El comportamiento ideal en la producción de un crudo con contenido de parafinas, debería ser aquel en que el fluido del pozo llegará a las facilidades de superficie y a su lugar de destino como refinería y puertos de embarque a una temperatura superior al punto de cristalización(en donde aparece el primer cristal de parafina); sin embargo, muchos factores influyen, por lo cual se requiere hacer el *estudio para caracterizar el fluido*, con el fin de determinar e implementar los métodos de control de depositación de parafinas que permitan asegurar el flujo.

Los depósitos de parafina causan diversos problemas por el taponamiento de las líneas ocasionando pérdidas en producción, por lo que se requiere realizar una limpieza permanente de pozos y de tuberías en superficie, generando altos costos de operación. Por las razones

expuestas anteriormente, algunos investigadores han centrado su atención en hacer un análisis y comprensión del fenómeno para plantear modelos, que permitan conocer las condiciones y causas de depositación para hacer predicciones a partir de datos experimentales en laboratorio, a fin de evaluar y cuantificar la depositación y desarrollar e implementar métodos de prevención o control de este fenómeno.

La precipitación de parafinas puede ocurrir dentro del yacimiento, en la cara del pozo, en las facilidades de producción o durante el transporte del crudo por oleoductos.

Si la temperatura de la formación está por debajo del punto de cristalización, la parafina precipitará y es probable que se deposite en los poros de la formación, puenteando o bloqueando los canales causando restricción al flujo (2). La precipitación de parafina en el yacimiento puede ocurrir por las condiciones naturales (Presión, Temperatura, migración) o por otras externas como el enfriamiento por inyección de agua, fracturamiento hidráulico, acidificación y otros procesos de estimulación y recobro.

Son diversos los factores que controlan la precipitación de parafinas (3), siendo el de mayor efecto la temperatura, pero también influyen la presión, el peso molecular, el punto de fusión, la relación solvente/soluto y la presencia y cantidad de materiales como agua, resinas, metales, productos de corrosión, material asfáltico coloidal, arena y arcilla entre otros que actúan como centros de nucleación de las parafinas.

La temperatura tiene gran influencia sobre la solubilidad de la parafina (soluto) dentro del solvente (crudo sin parafina), por tanto cuando se incrementa la temperatura la solubilidad de la parafina se aumenta y viceversa. Cuando el crudo viaja desde el yacimiento a superficie tiene pérdidas de calor y cuando se alcanza el punto de cristalización inicia la precipitación y posteriormente la depositación de parafina. Es necesario hacer una aclaración en este punto, hay diferencia entre precipitación y depositación; el primer fenómeno se presenta cuando hay alteración del equilibrio de la solución y la parafina (soluto) inicia su desprendimiento formando el primer cristal. Después, si el crudo se sigue enfriando se van formando redes de cristales que si encuentran un área propicia se depositan, lo cual puede presentarse en fondo de pozo, en la tubería, en equipos o líneas de superficie. Si el enfriamiento sigue, los cristales crecen hasta formar una red que no deja fluir el petróleo y este será *el punto de fluidez*.

Dentro y fuera del yacimiento, toda obstrucción por parafina precipitada puede no remediarse aún cuando se restaure la temperatura local, puesto que se requiere alcanzar una temperatura superior a la de fusión de la parafina depositada. Esto se debe a que el punto de fusión de este depósito es superior al de la temperatura de precipitación, la diferencia se atribuye a fenómenos de sobrecalentamiento y subenfriamiento en la masa de petróleo (multicomponente). Por ejemplo, el C_{31} comienza a precipitar en el crudo a 20°C, sin embargo su punto de fusión es 68°C.

En cuanto a la *presión*, si se disminuye desde la condición de yacimiento hasta el punto de burbuja, ocurre una expansión del fluido, es decir se incrementa la solubilidad, lo que conlleva a una disminución en el punto de cristalización. Por debajo del punto de burbuja, el solvente disminuye por la liberación del gas, creando un ambiente favorable para que las moléculas de soluto se junten y pueda ocurrir la precipitación, es decir se incrementa el punto de cristalización, el punto de fluidez y modifica el comportamiento reológico.

El punto de fusión está relacionado con el peso molecular, es decir un crudo con alto contenido de parafinas tiene alto punto de fusión.

La presencia de *material inorgánico* (arena, agua, arcilla) u *orgánico* (resina, asfalteno) actúa como centro de nucleación de parafinas.

Algunas operaciones de mantenimiento de pozo pueden causar precipitación de parafinas al inyectar agua, igualmente al efectuar estimulaciones tales como fracturamiento hidráulico o acidificación.

Otro aspecto a tener en cuenta es la modificación en el comportamiento de flujo, debido a que cuando la parafina está en solución el crudo que es newtoniano una vez empieza la precipitación, se convierte en seudoplástico.

Es de resaltar, que el entendimiento del problema de precipitación de parafinas y de los factores que lo causan, son aspectos fundamentales en la búsqueda de una solución.

CARACTERIZACIÓN

Con ciertos análisis efectuados en una muestra representativa de crudo tomada en fondo de pozo, es posible diagnosticar el problema de parafinas.

La importancia de la caracterización del crudo tan pronto se descubre el yacimiento es importante porque permite conocer las fracciones del crudo y las condiciones bajo las cuales se pueden precipitar los asfaltenos y parafinas. Con esta información se facilita la investigación para implementar métodos preventivos de control; brinda información para definir la calidad y precio de venta; permite conocer el tipo de procesamiento y tratamiento que se le debe dar para obtener la calidad que requiere y por otra parte facilita la toma de decisiones en proyectos de inversión para aumentar la producción o recobro de los campos.

Las pruebas más importantes que permiten diagnosticar el problema de precipitación de parafinas (Figura 1) se describen a continuación.

Gravedad °API: Los crudos parafinicos tiene generalmente gravedades superiores a 35 °API.

Análisis SARA: Se le realiza al crudo con el propósito de definir las fracciones presentes que corresponden a los saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos. El análisis SARA es útil para conocer cual o cuales fracciones pueden precipitar como sólidos orgánicos dentro del yacimiento o en el proceso de producción de fondo a superficie.

En el estudio de precipitación de asfaltenos se utiliza el índice de inestabilidad coloidal (IC) el cual es la relación entre (saturados + Asfaltenos)/(Aromáticos + Resinas), si este índice es mayor a 0.9, se infiere la tendencia de precipitación de asfaltenos. En el caso de las parafinas no se tiene un índice definido; sin embargo se ha encontrado que a mayor contenido de saturados (S) en un crudo, mayor es la Gravedad °API y más alta será su temperatura de cristalización.

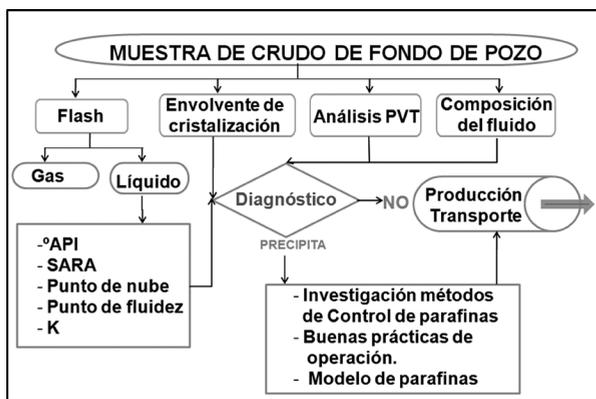


Figura 1. Pruebas para el diagnóstico de precipitación de parafinas.

Factor de caracterización de Watson (K): Con este índice es posible conocer el tipo de crudo (aromático, parafinico o nafténico). Se halla con la temperatura de ebullición molar promedio (T) en °R determinada con la prueba de destilación simulada y con la densidad ρ_o (gr/cc) del crudo a 60 °F.

$$K = A \exp\left(\frac{-Ea}{RT}\right) \quad (1)$$

Un valor de K entre 11.5 y 12.1 representa un crudo mixto (nafténico-parafinico), un valor mayor de 12.1 significa que es un crudo parafinico y si es mayor a 13 es altamente parafinico.

Punto de cristalización y envolvente: el punto de cristalización, es la temperatura a la cual, a una presión determinada precipita el primer cristal de parafina. Es una propiedad termodinámica que depende de la presión, temperatura y composición del crudo. Cuando la prueba se realiza a un crudo muerto a presión atmosférica se denomina *punto de nube*.

Es recomendable determinar la envolvente de precipitación de parafinas (EDP) a una muestra de fondo de pozo, la cual se construye a partir de la unión de puntos de cristalización tomados a diferentes presiones desde yacimiento hasta condiciones atmosféricas. En un diagrama P-T (figura 2.) se grafica la envolvente o umbral de cristalización, que delimita los estados termodinámicos de precipitación; la región a la izquierda a partir de la envolvente es en donde sucede la precipitación. Arriba de la línea de saturación la pendiente puede ser negativa cuando se tienen hidrocarburos muy livianos que al ser presionados dentro del aceite se causa una disminución en la temperatura de cristalización; al contrario si los hidrocarburos son intermedios con la presión se incrementa esta temperatura. La forma de la parte baja de la envolvente es principalmente una función de la composición de los hidrocarburos intermedios y livianos del fluido de yacimiento.

Punto de fluidez: Es la temperatura a la cual el crudo deja de fluir y es una prueba que solo se realiza al crudo muerto. Es una característica importante a tener en cuenta para asegurar el flujo del crudo especialmente en producción costa fuera y en el transporte por oleoductos. Si la temperatura del punto de fluidez es cercana a la de cristalización, significa que el problema de precipitación y depositación de parafinas es severo.

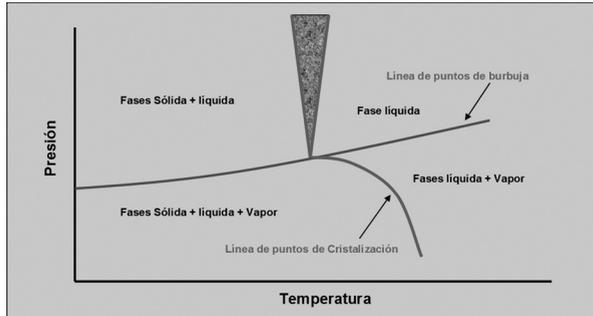


Figura 2. Envoltorio de precipitación de parafinas

Análisis PVT: Este análisis se requiere para conocer el comportamiento del fluido dentro del yacimiento y desde éste hasta separador; este análisis incluye expansión a composición constante, liberación diferencial, viscosidad y pruebas de separador. La curva de puntos de saturación del fluido a diferentes temperaturas es fundamental para la ubicación de la envoltorio de precipitación de parafinas y poder definir el espacio termodinámico de ocurrencia de este fenómeno; la envoltorio tiene una tendencia diferente por encima de la curva de saturación.

La liberación diferencial es una prueba que representa el comportamiento del fluido durante la vida del yacimiento, cada vez que disminuyen los niveles de presión a temperatura constante del yacimiento. Esta es una prueba crítica para la precipitación de parafinas, porque en cada etapa se libera el gas y queda menor cantidad en solución, lo cual posiblemente favorece la precipitación de parafinas por la pérdida del solvente natural que es el gas; este comportamiento depende de la composición de cada crudo.

La viscosidad a condiciones de P y T permite conocer el comportamiento del fluido, además muestra la posible tendencia de precipitación por un cambio de pendiente en la curva de viscosidad vs Temperatura.

Composición del fluido de yacimiento: Se obtiene mediante cromatografía y da el porcentaje molar de los hidrocarburos. Es recomendable extender el análisis mayor a C_{30}^+ para obtener una mejor caracterización. El resultado refleja la fracción de hidrocarburos livianos, intermedios y pesados. Esta composición es fundamental para el ajuste de la ecuación de estado del modelo de precipitación de parafinas que se implemente.

Con la información anterior se evalúa si bajo las condiciones del yacimiento o en algún punto entre este y superficie o en el transporte se puede presentar

precipitación de parafinas. Si el resultado es positivo, es necesario iniciar la investigación de los métodos preventivos a fin de implementarlos y tomar todas las precauciones operativas para evitar crear las condiciones que conlleven a la precipitación y depositación de parafinas.

Es aquí donde se requiere hacer un análisis exhaustivo para ver en donde se puede presentar el problema; si este puede suceder a nivel de yacimiento, tener cuidado a futuro cuando se realicen programas de fracturamiento, estimulación o la inyección de un fluido para recobro, para evitar el daño a la formación. Si el problema potencial está entre fondo de pozo y superficie aplicar el método apropiado (desde el punto de vista técnico, económico y ambiental) que permita el flujo y por último si se prevé inconvenientes en el transporte por ductos hasta refinería y/o embarque tomar las precauciones y medidas pertinentes. Si se logra llevar el crudo al destino final, se podrá vender y refinar para obtener los productos que van a beneficiar la economía de una región y un país.

Con la mayor certeza que el problema puede ocurrir, contando con los datos necesarios, se procede a seleccionar un modelo termodinámico de precipitación de parafinas que represente las condiciones del campo en estudio. La simulación que se haga facilitará la investigación y los diferentes escenarios para aplicación de los métodos de control e implementar las condiciones adecuadas de producción, estrategias de mejoramiento y uso de nuevas tecnologías para el recobro, sin afectar el canal de flujo entre fuente y destino.

Este mismo procedimiento se puede implementar para campos maduros pero se debe tener en cuenta que las condiciones han cambiado. La presión del yacimiento habrá disminuido y probablemente se encuentre por debajo del punto de burbuja y por tanto el gas en solución será menor, si ocurrió la precipitación habrá pozos y líneas obstruidas por la depositación, en casos extremos muchos de ellos estarán abandonados. De la misma manera la composición del crudo y el contenido de parafinas será otro. En esta etapa el estudio que se realice podrá contribuir y orientar a mejorar la producción, seguramente implementando métodos correctivos y/o preventivos a altos costos y a evidenciar probables errores cometidos por la falta de un diagnóstico temprano del problema.

Un campo maduro donde ocurre precipitación de parafinas es el Campo Colorado; la presión original de yacimiento (arenas B) fue de 810 psia, presión de burbuja de 648 psia y una temperatura de yacimiento de

104 °F. El campo tiene más de 80 años de descubierto, en el que en total se perforaron 75 pozos y se alcanzó una producción de 1771 BOPD (1961); Desde el año 2006 el Campo Escuela es operado por la UIS que después de trabajos de varilleo pasó de una producción de 30 BOPD con 4 pozos a 25 pozos activos y una producción promedio de 450 BOPD, los demás pozos están abandonados. Históricamente se conoce que el problema de parafinas en el Campo ha sido severo por la depositación especialmente dentro de la tubería de producción y en las líneas de superficie, mermando gradualmente la producción hasta ocasionar el abandono de muchos de sus pozos. Actualmente el transporte del crudo desde los pozos, se hace por carro tanque debido a que muchas de las líneas están fuera de servicio por taponamiento.

En el año 2008, se realizó un estudio (4) para analizar el problema de precipitación de parafinas en el campo Colorado. De la caracterización realizada a crudos se obtuvieron los siguientes resultados: El °API promedio es de 37, factor de caracterización de Watson K de 11.9 a 12.1; SARA (72.77%, 20.31%, 6.2%, 0.72%). La envolvente de precipitación de parafinas mostró que a presión original de yacimiento, la temperatura del mismo estaba a la izquierda del umbral de precipitación; la temperatura del punto de nube es de 90 °F ; punto de fluidez inferior a 42 °F; de la cromatografía C_{30}^+ del crudo (pozo Col-25) se obtuvo la presencia de hidrocarburos livianos (C_1 - C_4) del 34.45 % en mol, 42.07% de hidrocarburos intermedios (C_5 - C_{15}) y 23.48% de hidrocarburos pesados. Con el análisis PVT además de medir los puntos de saturación, se determinó de la viscosidad del crudo vivo, encontrando una variación de condiciones de yacimiento a superficie de 1,9 a 7,3 cp.

Con estos datos se pudo concluir que el crudo del campo Colorado tiene tendencia parafínica y además se descubrió que a las condiciones originales del yacimiento ya se tenía el problema de precipitación lo que seguramente ocasionó daño a la formación. El problema también se presenta en la tubería de producción, lo cual se ha manifestado cuando se realizan los trabajos de limpieza en los pozos.

Anteriormente, en este campo se implementaron métodos de control de parafinas como inyección de aceite caliente, sin resultados a largo plazo, posiblemente por que no es el método adecuado y se ha realizado sin el mayor conocimiento, sin considerar las verdaderas condiciones a las cuales se puede presentar el problema. Actualmente se están adelantando trabajos

de investigación como la formulación de tratamientos químicos, para implementarlos como método preventivo.

Probablemente en los años del descubrimiento, lo más importante era producir petróleo y tampoco existían todas las tecnologías para diagnosticar apropiadamente el fenómeno, pero ha pasado mucho tiempo valioso en donde se hubiera podido mitigar el problema y definir esquemas de producción que alargaran la vida del campo, estrategia en la que está empeñada hoy la industria de los hidrocarburos; es decir, producir la mayor cantidad de reservas probadas.

Casos como el de Campo Colorado, hay en todo el mundo y no solo con problemas de precipitación de parafinas, sino también de asfaltenos, escamas y otros, que no fueron diagnosticados a tiempo y por tanto afectaron su vida productiva y requirieron de altos costos para tomar los correctivos, seguramente mayores que si se hubieran detectado inicialmente.

Como se ha visto, la adecuada caracterización del crudo producido y el entendimiento del fenómeno y de los factores de precipitación de parafinas, será muy importante para reducir los riesgos de que suceda el problema y poder garantizar el aseguramiento del flujo. Esta tarea es recomendable hacerla recién descubierto el yacimiento, para no repetir las experiencias de muchos campos en los que el diagnóstico e implementación de correctivos se hizo de manera tardía y en consecuencia en detrimento del recobro final de este valioso recurso no renovable.

CONCLUSIONES

- Una adecuada caracterización del fluido, en la etapa inicial de producción de un yacimiento, permitirá realizar el diagnóstico que permita conocer los problemas potenciales de precipitación y depositación de sólidos orgánicos y poder implementar las acciones preventivas para el aseguramiento de flujo.
- Los Campos productores de crudos parafínicos en donde no se ha implementado un programa riguroso para el control de ceras parafínicas, tienen problemas operativos, pérdidas económicas y en casos severos hasta su abandono.
- En el campo Colorado se realizó una caracterización, lo cual permitió corroborar que tiene problemas de precipitación severa de orgánicos. A pesar de

que es un campo maduro, con la implementación de métodos de control se podrá incrementar la productividad y sus resultados contribuirán a dar un manejo óptimo a campos con problemas similares.

AGRADECIMIENTOS

Agradecimientos a la Universidad Industrial de Santander, Al Campo Escuela Colorado y Escuela de Ingeniería de Petróleos por su apoyo e incentivo a la investigación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. MULLINS, Oliver et al. *Asphaltenes, heavy oils and petroleomics*. Springer, New York, 2007.
2. KOSTA Leontaritis. Wellbore damage by wax deposition in gas-condensate reservoirs *World Oil*, Oct, 1999
3. SADEGHAZAD, Ayoub; CHRISTIANSEN, Richard. The prediction of cloud point Temperature: In Wax Deposition. SPE 64519. USA, October 2000.
4. ARIZA Emiliano. Umbral de cristalización de parafinas en el crudo del campo Colorado. Tesis de Maestría. UIS, 2008.
5. GARCIA M. INTEVEP. Paraffin Deposition in Oil Production. SPE 64992, 2001.
6. DAJENKAS J. A ; IKOKU C.U . *Department of Petroleum Engineering The effect of Temperatura on the Rheology of waxy Crude. USA. SPE 23605 August 199.*
7. KALANGE S. RUFFIER Veronique et al. Onset Crystallization Temperature and Deposit Amount for Waxy Crudes: Experimental Determination and Thermodynamic Modelling . SPE 37239, 1997.
8. OSKUI Reza. Advanced asphaltene/wax Technologies. Corelab, Dallas Texas, January 1995.
9. LOPEZ DA SILVA José A., COUTINHO Joao. Dynamic rheological analysis of gelation behavior of waxy crude oils. First annual European Rheology Conference held in Guimaraes, Portugal. USA. February 2004.
10. BENAVIDES, Maria, SAINT MARCOUX Jean Francois and BARRUFET Maria. Dilution Strategies for Wax and Control for Deepwater Development from a Flow Assurance Perspective : Part I-Current Practice and Perspective. Exhibition held in Houston, Texas, U.S.A., 26–29 September 2004. SPE 90688.

Recepción: 02 de abril de 2011
Aceptación: 15 de junio de 2011