



Formulaciones de inhibidores de asfaltenos a base de extractos de corteza de pino en diferentes solventes aplicado al crudo pesado

Asphaltene inhibitor formulations based on pine bark extracts in different solvents applied to heavy crude

Formulações inibidoras de asfaleno à base de extratos de casca de pinheiro em diferentes solventes aplicados a petróleo bruto pesado

Natalia Sofía Barahona-Alvear ^I
natalia.barahona@epoch.edu.ec
<https://orcid.org/0000-0002-6568-0188>

Hernán Patricio Tixi-Toapanta ^{II}
htixi@epoch.edu.ec
<https://orcid.org/0000-0002-7468-5319>

Correspondencia: natalia.barahona@epoch.edu.ec

Ciencias técnicas y aplicadas
Artículo de investigación

***Recibido:** 20 de febrero de 2020 ***Aceptado:** 24 de marzo de 2020 * **Publicado:** 26 de abril de 2020

- I. Magíster en Gerencia de Instituciones de Salud, Magíster Scientiae en Ingeniería Química, Doctora en Química, Docente en la Escuela Superior Politécnica Chimborazo, Riobamba, Ecuador.
- II. Magíster Scientiae en Ingeniería Química, Doctor en Química, Docente en la Escuela Superior Politécnica Chimborazo, Riobamba, Ecuador.

Resumen

La floculación y los depósitos de asfaltenos son uno de los sistemas complejos sin resolver en la industria del petróleo. La precipitación de asfaltenos coloidal, el componente más polar y pesado de los crudos pesados y extrapesados, se manifiesta en casi todas las etapas de producción, transporte y procesamiento del crudo. La presente investigación tiene el objetivo de formular inhibidores a partir de los extractos etanólicos de corteza de pino y evaluar el desempeño del mismo en el crudo pesado Carabobo proveniente de la Faja Petrolífera del Orinoco. El procedimiento consistió en preparar los diferentes inhibidores IPAS, IPX e IPDAO a las concentraciones de 1000 mg/L y 2000 mg/L y se utilizó la prueba de la mancha para obtener la eficiencia de inhibición. Los resultados indican que el extracto de pino representa un buen inhibidor de asfaltenos. El grado de inhibición de mayor a menor fue IPDAO, IPX e IPAS.

Palabras claves: Crudos pesados; inhibidores asfaltenos; corteza de pino.

Abstract

Flocculation and asphaltene deposits are one of the complex unsolved systems in the oil industry. Colloidal asphaltene precipitation, the most polar and heavy component of heavy and extra-heavy crudes, manifests itself in almost all stages of crude oil production, transport and processing. The present investigation has the objective of formulating inhibitors from the ethanolic extracts of pine bark and evaluating its performance in heavy Carabobo crude oil from the Orinoco Oil Belt. The procedure consisted of preparing the different IPAS, IPX and IPDAO inhibitors at the concentrations of 1000 mg/L and 2000 mg/L and the stain test was used to obtain the inhibition efficiency. The results indicate that the pine extract represents a good asphaltene inhibitor. The degree of inhibition from highest to lowest was IPDAO, IPX and IPAS.

Keywords: Heavy crude; asphaltene inhibitors; pine bark.

Resumo

Os depósitos de floculação e asfalteno são um dos complexos sistemas não resolvidos da indústria de petróleo. A precipitação coloidal de asfalteno, o componente mais polar e pesado de petróleo pesado e extra-pesado, se manifesta em quase todas as etapas da produção, transporte e processamento de petróleo bruto. A presente investigação tem como objetivo formular inibidores

a partir dos extratos etanólicos da casca de pinheiro e avaliar seu desempenho em óleo pesado Carabobo do cinturão de óleo de Orinoco. O procedimento consistiu em preparar os diferentes inibidores de IPAS, IPX e IPDAO nas concentrações de 1000 mg / L e 2000 mg / L e o teste de coloração foi utilizado para obter a eficiência da inibição. Os resultados indicam que o extrato de pinheiro representa um bom inibidor de asfalteno. O grau de inibição do maior para o menor foi IPDAO, IPX e IPAS.

Palavras-Chave: Crude pesado; Inibidores de asfalteno; Casca de pinheiro.

Introducción

Venezuela es un país productor de petróleo y posee grandes reservas de crudos pesados y extrapesados en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO). Estas reservas de crudos pesados y extrapesados se caracterizan por presentar una baja gravedad API (8 a 10 API), una alta viscosidad, un alto contenido de contaminantes, azufre, nitrógeno y metales, una baja relación hidrógeno/carbono, y un bajo rendimiento en destilados (<50% vol).

La explotación de estas reservas trae como consecuencia el transporte de estos crudos desde el campo hasta los terminales de venta y unidades de refinación. Una de las formas de transportar estos crudos pesados y extrapesados es mezclándolos con crudos livianos, destilados o cortes de naftas, con la finalidad de disminuir la viscosidad y aumentar los API y ser bombeados hacia los centros de refinación o venta.

La mezcla de estos crudos con diluyente ha traído ciertos problemas como son la inestabilidad del crudo pesado y extrapesado, generando la precipitación de los asfaltenos y depósitos de sólidos, orgánicos e inorgánicos que obstruye las líneas de oleoductos de producción, reduciendo la producción de hidrocarburos (Leontaritis 1996).

Entre los problemas más críticos el transporte de crudo por tubería a grandes distancias, donde la precipitación y deposición de los asfaltenos es considerada el más complicado. La razón detrás de esta problemática es la naturaleza intrínseca de los asfaltenos con respecto, a otros compuestos presente en el hidrocarburo (Turta y col. 1997). Además, existen otros problemas, como son los depósitos de asfaltenos en los tanques de almacenamiento y en los procesos de refinación el ensuciamiento de intercambiadores de calor, hornos y desactivación de los catalizadores. Según el estudio Akbarzadeh (2007), se hace necesario buscar soluciones para minimizar o evitar la

deposición del material orgánico durante el proceso de extracción, transporte y refinación de hidrocarburos. Dentro de estas soluciones se han utilizados diversos métodos: mecánicos, químicos, manipulación de presión, temperatura y tasa de flujo de producción, así como la adición de resinas para prevenir o reducir la precipitación de asfaltenos.

Los crudos pesados y extrapesados se caracterizan por tener las fracciones más pesadas tales como son los asfaltenos. Estos se definen comúnmente como la parte del petróleo que es insoluble en un exceso de n-alcános, llámese n-heptano, n-pentano, pero solubles en un exceso de sustancias no polares y aromáticos como es el caso del benceno o el tolueno a temperatura ambiente (Goncalves y col., 2003). Por otro lado, son los componentes más polares del crudo. Tienen una amplia gama de pesos moleculares debido a varias combinaciones de cadenas alifáticas y anillos aromáticos policondensados en sus estructuras (Kawanaka y col. 1991).

Al mismo tiempo, los mecanismos de precipitación y deposición de los asfaltenos y sus características están ilustradas en la literatura, la estimación precisa de los depósitos de asfaltenos y las soluciones eficaces han sido y permanecen desafiante debido a las complejidades de estos asfaltenos presente en los crudos pesados y extrapesados (Zendehboudi y col. 2014). Una forma de prevenir la precipitación y los depósitos de asfaltenos es utilizar modelos predictivos para diseñar y evaluar procesos de operación. Se han reportados varios modelos para la estimación del comportamiento de la precipitación de asfalto (Hirschberg y col. 1984; Speight y col. 1985; Mansoori 1997 y Junior y col. 2006).

En efecto, las herramientas estimativas de floculación de asfaltenos son importantes, los métodos mecánicos y biológicos también se pueden utilizar para controlar los depósitos de asfaltenos en condiciones limitadas. Los métodos mecánicos no son aplicables dentro de la formación, especialmente se utiliza a boca de pozo donde se produce la precipitación máxima de asfaltenos. Los métodos biológicos pueden necesitar meses o años para degradar una cantidad notable de asfaltenos (Mansoori 2010). Además de los métodos mencionados, la adición de productos químicos como los dispersantes es una técnica más eficiente para mitigar la precipitación y deposición de asfalto que es el tema de este artículo.

Los dispersantes de asfaltenos son una clase de aditivos químicos que se utilizan para controlar la precipitación y floculación de los asfaltenos (Oschmann 2002). Se han utilizado en forma exitosa a la inhibición y eliminación de depósitos de asfaltenos a nivel de formación y de uso por inyección continua o por lote (Manek 1995). Los dispersantes de asfaltenos reducen el tamaño de

los asfaltenos floculados y los mantiene en suspensión (Marques y col. 2004; Smith y col. 2008). En general, los dispersantes de asfaltenos están compuestos por un grupo polar (debido a la presencia de heteroátomos como oxígeno, nitrógeno y fósforo) que se unen sobre la superficie de los asfaltenos y un grupo alquilo que impide la adhesión de los nanoagregados de asfaltenos.

Estos dos grupos interactúan con los asfaltenos agregados y con la ayuda de una larga cadena alquilo son capaces de cambiar la polaridad de la superficie exterior de los agregados. Por lo tanto, los agregados tendrán propiedades más cercanas a los del crudo y permanecerán en forma disperso en el seno del crudo (Barcenás y col. 2008).

En el presente trabajo, se utilizó una muestra de crudo pesado Carabobo proveniente de la Faja Petrolífera del Orinoco y se estudiaron los efectos de tres dispersantes en el comportamiento de inhibición de los asfaltenos. El objetivo consiste en investigar la eficiencia de los extractos etanólicos de corteza de pino como producto químico ecológico como una opción de inhibir la precipitación de los asfaltenos y a su vez mejorar su estabilidad a las condiciones de operación de yacimiento o proceso de refinación. El inicio de la precipitación de los asfaltenos se determinó usando una técnica cualitativa denominada prueba de la mancha. Por medio de esta técnica, se midió la estabilidad de los asfaltenos y se calculó la eficiencia de los diferentes inhibidores para lograr su objetivo. Sin embargo, la finalidad de realizar estos experimentos es encontrar hasta qué punto los inhibidores aplicados pueden retrasar la formación de agregados de asfaltenos.

Materiales y Métodos

Caracterización del crudo pesado

El crudo pesado utilizado en esta investigación fue Carabobo, el cual pertenece a la Faja Petrolífera del Orinoco. Los parámetros medidos fueron la densidad (ASTM D1298), la viscosidad (ASTM D2983), el contenido de carbón Conradson (ASTM D189), el contenido de Asfaltenos (ASTM D6560) y la destilación al vacío (ASTM D 1160). En la Tabla 1 se muestra los resultados de la caracterización del crudo pesado.

Preparación del extracto etanólico de la corteza de Pino

Se recolectó la corteza de Pino en abril de 2019, en los campos de la Universidad de Los Andes Facultad de Forestal ubicada en Mérida Venezuela. Se seleccionaron las cortezas y libres de plaga, se lavaron con abundante agua de chorro y se enjuagaron con agua destilada. Las cortezas

de pino fueron secadas bajo sombra y posteriormente se metieron a deshidratación durante 72h a 50 °C en una estufa (Marca). Una vez totalmente seca las cortezas, se trituraron y luego se pasó por un molino (marca). Luego, 2000g del material molido, fue sometido a extracción discontinua o por carga con etanol al 95% mediante el método maceración por 25 días y agitación 2 veces por día. Se pasa por un filtro al vacío para separar los sólidos. Luego se introduce en una centrifuga para separar cualquier partícula fina que haya pasado en la etapa de filtración. Los extractos líquidos se concentran a sequedad, a presión y temperatura reducida mediante un rotovapor (Buchi R-220 SE). En la Figura 1 se muestra el procedimiento utilizado a nivel de laboratorio.

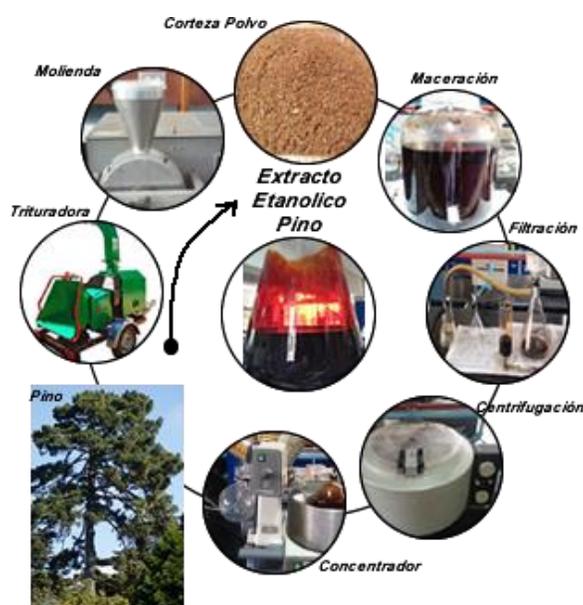


Figura 1. Procedimiento de obtención del extracto a partir de corteza de pino.

A partir de los extractos secos, se prepararon las dosis necesarias a una concentración de 1000 mg/mL y 2000 mg/L, a diferentes solventes: Aceite de soya, xileno y aceite desasfaltado (DAO).

Obtención del Aceite Desasfaltado (DAO)

El DAO se obtuvo a partir del crudo pesado Carabobo. Se tomó 100 g de crudo pesado y se le agregó 4L heptano, se agitó por 48h y se procedió a filtrarse y, por último, se concentró el DAO en el rotavapor, donde se recupera el heptano. Este procedimiento se realizó para 5 cochadas de crudo pesado Carabobo.

Preparación de los formulados como agentes inhibidores de asfaltenos

Para prepara las soluciones se seleccionaron los solventes a utilizar. Se utiliza el xileno, el DAO y el aceite de soya. El solvente xileno se seleccionó con la finalidad de tenerlo como un blanco ya que, este solvente disuelve los asfaltenos. El solvente DAO se seleccionó con la finalidad de dispersar el inhibidor en el seno del mismo crudo pesado. Por último, el aceite de soya se utiliza como un solvente ecológico. Se prepararon soluciones concentradas de 10% m/v de extracto de pino en los diferentes solventes. Se rotularon los inhibidores como: IPX inhibidor de pino en xileno, IPDAO inhibidor de pino en DAO y IPAS inhibidor de pino en aceite de soya.

A fin de reducir el error en la concentración de la solución a usar y debido a la rápida evaporación de estos solventes (xileno), es recomendable utilizar soluciones lo más frescas posibles.

Para preparar las soluciones se siguieron los siguientes pasos:

1. En un vaso precipitado de 250 ml, pesar 10 g de extracto de pino.
2. Agregar 60 mL de solvente (aceite de soya, xileno y/o DAO) y agitar hasta disolverlo; luego transferirlo en un balón aforado de 100 ml.
3. Se tapa el balón, se agita hasta homogeneizar y luego se identifica la solución (10% m/v pino en solvente).
4. Se prepara las concentraciones de 2000 mg/L (0,2 % m/v) y 1000 mg/L (0,1 % m/v) de extracto de pino en los diferentes solventes. Se añade 2 mL y 1 mL de solución concentrada al 10% m/v a un balón aforado de 100 mL para obtener las concentraciones de 2000 mg/L y 1000 mg/L, se enrasa con el solvente, se tapa el balón, se agita hasta homogeneizar y luego se identifica la solución.
5. Los inhibidores formulados se denominan: **inhibidor** IPAS, IPX y IPDAO; a diferentes concentraciones 2000 mg/L y 1000 mg/L.

Prueba Cualitativa de la Mancha

La prueba de la mancha se realiza para estudiar la estabilidad del crudo, se emplea para determinar el punto de floculación de los asfaltenos. Este método es cualitativo, consiste en observar las manchas formadas por una gota de muestra sobre papel de filtro. La mancha formada se rotula de la siguiente manera; si la mancha presenta un color uniforme se dice que, los asfaltenos no han floculado, pero si, la mancha presenta dos círculos concéntricos donde el círculo interno es de color más oscuro que el círculo

externo se dice que los asfaltenos floccularon. En la Figura 2 se muestra el tipo de mancha esperado para cuando no hay flocculación y para cuando hay flocculación de asfaltenos.

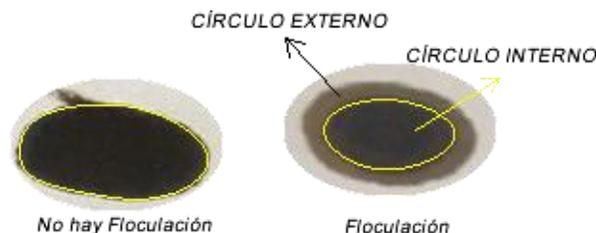


Figura 2. Prueba de la mancha cualitativa.

Desarrollo de la prueba del inhibidor formulado:

Los pasos para el desarrollo de la prueba de los inhibidores formulados de corteza de pino en diferentes solventes (xileno IPX, aceite desasfaltado IPDAO y aceite de soya IPAS) fueron los siguientes:

Se homogeneiza bien el crudo pesado a tratar.

1. Se prepara una solución del 50% m/v de crudo pesado en tolueno, con la finalidad de garantizar que los asfaltenos estén totalmente disperso en el crudo.
2. Se toman 2mL de muestra en los viales y se agita por 10 min y se procede a realizar el blanco titulado con heptano.
3. Se agrega de 0,5 en 0,5 mL de heptano al vial y se toma una varilla y se procede a realizar la mancha en el papel filtro. Luego, se rotula el volumen y se deja secar.
4. Para la prueba de los inhibidores, se les dosifica (100, 200, 300, 400, 500, 600, 800, 1000, 1200 y 1500 μ L) de inhibidor a una muestra del vial y se procede como en 4.
5. Se calcula el porcentaje de inhibición:

$$\% \text{ Inhibición} = \frac{v_f - v_0}{v_0} \times 100 \quad (1)$$

Donde v_f es el volumen final de heptano gastado para floccular los asfaltenos

v_0 es el volumen inicial de heptano gastado para floccular los asfaltenos sin aditivos (Blanco)

6- Se lee y se registra la cantidad de heptano (mL) que se necesita para floccular los asfaltenos del crudo pesado. Se reporta en tabla los datos de dosificación del inhibidor, los mL de heptano gastado y el cálculo del % inhibición.

Registro de resultados:

Una vez realizada la prueba se debe registrar la concentración del inhibidor utilizado, las pruebas de las manchas de la diferente dosificación, y se marca la mancha de floculación de asfaltenos y el volumen gastado.

Resultados y discusión**Caracterización del crudo pesado**

En la Tabla 1 se muestra los resultados del análisis del crudo pesado Carabobo. Se puede observar que dicho crudo presenta una baja gravedad API y una alta viscosidad. Además, este crudo tiene un alto contenido de asfaltenos.

Tabla 1. Caracterización del Crudo Pesado Carabobo

Parámetro	Valor
°API	8,2
Viscosidad (cP)	8520 (a 50°C) 5120 (a 70°C) 1273 (a 90°C)
Contenido Asfaltenos	14,35
Contenido Carbón Conradson	10,15

En la Figura 3 se muestra un esquema del efecto de la precipitación de los asfaltenos del crudo Carabobo a nivel de laboratorio. Se puede observar que estos asfaltenos son de color marrón café cuando son precipitados con heptano. Además, se observa a nivel de microscopio la precipitación de los asfaltenos formando agregados cuando son desestabilizando usando heptano como agente precipitante.

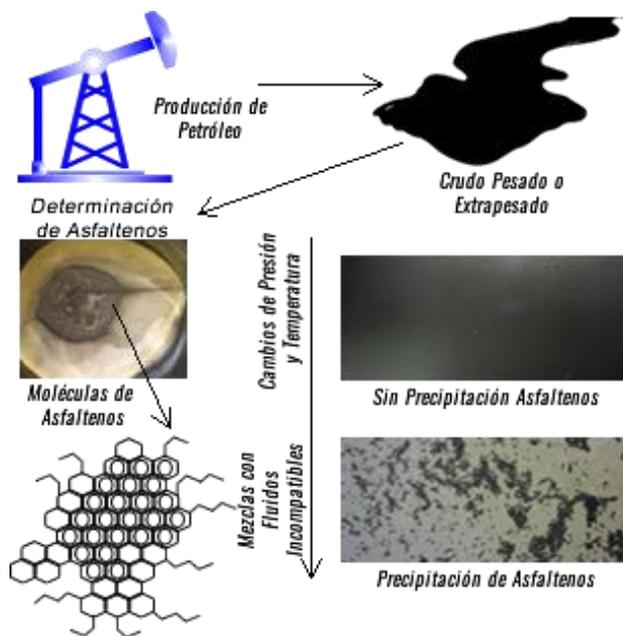


Figura 3. Esquema de los efectos de precipitación de los asfaltenos del Crudo Pesado Carabobo.

La Figura 4 muestra en más detalle la precipitación de los asfaltenos a medida que aumenta el agente precipitante en el crudo pesado Carabobo. Se puede observar que estos asfaltenos tienden a unirse y formar agregados con alto peso molecular que permiten el proceso de floculación y sedimentación generando depósitos orgánicos.

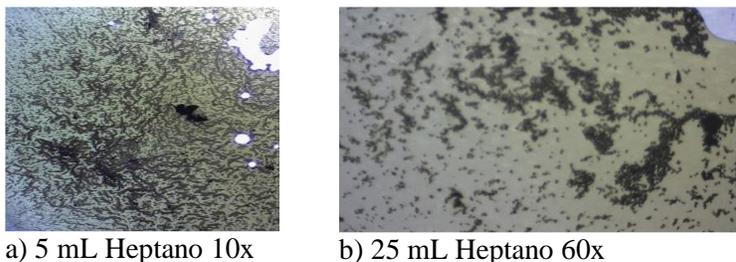


Figura 4. Precipitación de los asfaltenos en el crudo pesado Carabobo toma del microscopio a zoom 10x y 60x; y 5 ml y 25 ml de solvente (heptano)

Este fenómeno de precipitación es el objetivo de esta investigación generando inhibidores ecológicos que permitan estabilizar estos agregados y obtener un crudo pesado optimo para el transporte, almacenamiento y procesamiento en refinación.

Prueba de la Mancha Sin Aditivo para el crudo pesado Carabobo

La prueba se llevó acabo a las siguientes condiciones: (1) Temperatura: 25°C, (2) Volumen de muestra: 2mL, (3) Dosificación de inhibidor: NO, (4) Tiempo de mezclado: 10 min, (5) Agente precipitante: Heptano. Se procedió a titular con heptano la muestra de crudo pesado Carabobo. La Figura 5 es el resultado de esta prueba. Como puede observarse que a medida que se incrementa el agente precipitante el crudo pesado comienza a desestabilizarse. El proceso de inestabilidad consiste en que los asfaltenos comienza a separarse de la matriz del crudo y a unirse formando agregados cada vez más grandes los cuales pueden sedimentarse por gravedad. Para esta prueba que va representar el Blanco se obtuvo que a 6 mL se observara los dos aros que permite que por la prueba de la mancha la separación de los asfaltenos. En este punto se puede decir que el crudo está totalmente inestable o ha precipitado los asfaltenos.



Figura 5. Prueba de la mancha (Blanco) del crudo pesado Carabobo.

Prueba de desempeño de los inhibidores formulados

Los inhibidores formulados se rotularon como (1) IPX, (2) IPDAO y (3) IPAS son utilizados para dispersar o inhibir la floculación de asfaltenos del crudo pesado Carabobo. Se utilizaron a dos concentraciones a 2000 mg/L y a 1000 mg/L. Las condiciones de la prueba: (1) Temperatura 25 °C, (2) Volumen de muestra 2 mL, (3) Inhibidor usado: IPX o IPDAO o IPAS, (4) Dosificación del inhibidor: 100, 200, 300, 400, 500, 600, 800, 1000, 1200 y 1500 µL. (5) Agente precipitante Heptano. (6) Calculo de Eficiencia.

Efecto del Inhibidor de Asfaltenos a Base de Aceite de Soya (IPAS)

La Figura 6 muestra el resultado de la titulación del crudo pesado Carabobo usando como agente precipitante el Heptano y variando la dosificación del inhibidor. Las concentraciones del inhibidor utilizado fueron 2000 mg/L y 1000 mg/L y obtenido el volumen de floculación se procedió a calcular la eficiencia de inhibición.

En dicha figura se puede observar que a medida que aumenta la dosificación del inhibidor IPAS el porcentaje de inhibición aumenta. El comportamiento de la gráfica es de forma S para ambas concentraciones utilizadas. Se observa que para una concentración de 1000 mg/L y dosificaciones por debajo de 500 μ L el porcentaje de inhibición de asfaltenos es mayor que para la concentración de 2000 mg/L. Mientras que, para dosificaciones por encima de 500 μ L, el porcentaje de inhibición para la concentración de 2000 mg/L es mayor que para la concentración de 1000 mg/L. Por consiguiente, se puede decir que para una concentración de 2000 mg/L se obtiene la mayor eficiencia de inhibición de asfaltenos de aproximadamente un 70% y para la concentración de 1000 mg/L se obtuvo un 50% para la máxima dosificación de 1500 μ L.

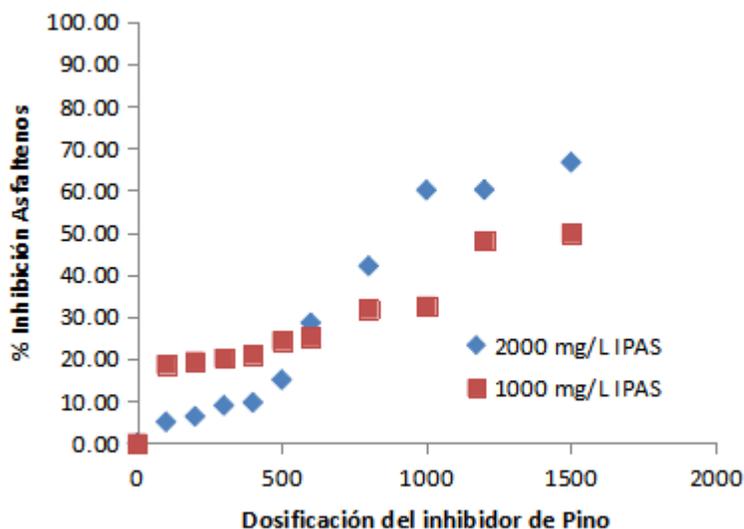


Figura 6. Efecto de la dosificación del inhibidor IPAS en función del % de inhibición de asfaltenos del crudo pesado Carabobo.

Efecto del Inhibidor de Asfaltenos a Base de Xileno (IPX)

La Figura 7 muestra el comportamiento de la dosificación del inhibidor en función del % de eficiencia de inhibición a la concentración de 1000 mg/L y 2000 mg/L. Se observa la curva tiene una forma de S. A la dosificación de 500µL se presenta una intersección en ambas curvas. Para dosificación por debajo de 500µL la eficiencia de inhibición de la concentración de 1000 mg/L es mayor que el obtenido por la concentración de 2000mg/L. Por el contrario, para dosificaciones por encima de 50µL la concentración de 2000mg/L presenta una mayor eficiencia de inhibición con respecto a la concentración de 1000mg/L. Por tanto, a la máxima dosificación de inhibidor de 1500µL se obtuvo una eficiencia de inhibición del 98% para la concentración de inhibidor de 2000mg/L mientras que, para 1000mg/L se obtuvo un 60% de inhibición de asfaltenos.

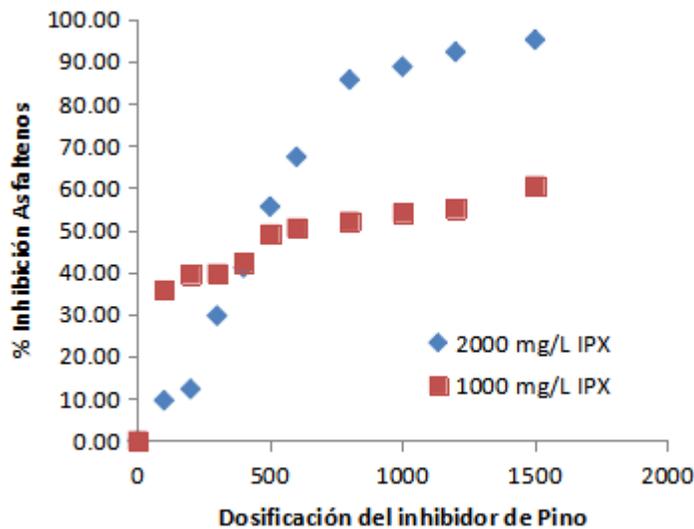


Figura 7. Efecto de la dosificación del inhibidor IPX en función del % de inhibición de asfaltenos del crudo pesado Carabobo.

Efecto del Inhibidor de Asfaltenos a Base de DAO (IPDAO)

La Figura 8 se presenta el resultado de la variación en la dosificación del inhibidor IPDAO en función de la eficiencia de inhibición de asfaltenos a dos concentraciones 1000 mg/L y 2000 mg/L. Se observa que a medida que aumenta la dosificación el % de inhibición de asfalto aumenta. Se presenta un comportamiento de una curva en forma de S. Se observa que por debajo de 500µL la concentración de 1000 mg/L presenta una mayor inhibición de asfalto con respecto a la concentración de 2000 mg/L. Por encima de 500µL la situación cambia la

concentración 2000 mg/L tiene una mayor eficiencia de inhibición de asfaltenos que a la concentración de 1000 mg/L. De eso se desprende que, a la dosificación de 1500 μ L se obtiene un % de inhibición de asfalteno de 99% para una concentración de inhibidor de 2000 mg/L mientras que, para una concentración de 1000 mg/L se obtuvo un 75% de eficiencia de inhibición de asfaltenos.

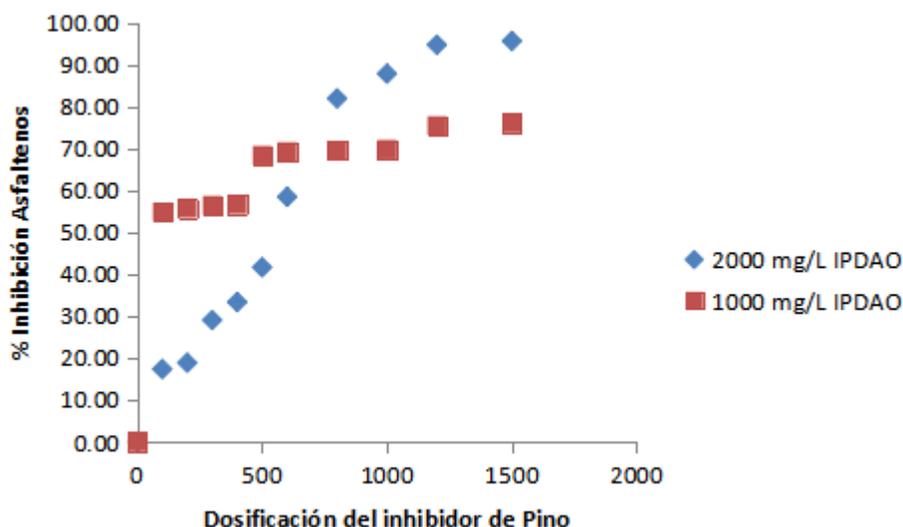


Figura 8. Efecto de la dosificación del inhibidor IPDAO en función del % de inhibición de asfaltenos del crudo pesado Carabobo.

Efecto de la Concentración del Inhibidor de Asfaltenos en el Crudo Pesado Carabobo

En la Figura 9 se muestra el resultado de la variación de la dosificación del inhibidor a una concentración de 1000 mg/L en función de la eficiencia de inhibición de asfalteno del crudo pesado Carabobo. Se observa que a medida que aumenta la dosificación la eficiencia de inhibición aumenta. El comportamiento de los inhibidores IPDAO, IPX, IPAS fue de la siguiente manera en orden de mayor eficiencia de inhibición: IPDAO > IPX > IPAS. Este resultado muestra que el inhibidor formulado en el aceite DAO del mismo crudo pesado Carabobo tiene la mayor eficiencia de inhibición. Por tanto, los agregados separados del crudo pesado Carabobo tienen una mayor afinidad al inhibidor IPDAO debido a que sus propiedades son más cercanas a las del crudo pesado Carabobo y los asfaltenos tienden a dispersarse en el seno del crudo. Otro hecho que se puede observar es que la dosificación de 1500 μ L la eficiencia de inhibición de

asfalteno de mayor a menor fue de 75% para el inhibidor IPDAO, 60% para inhibidor de IPX y por último, un 50% para el inhibidor IPAS.

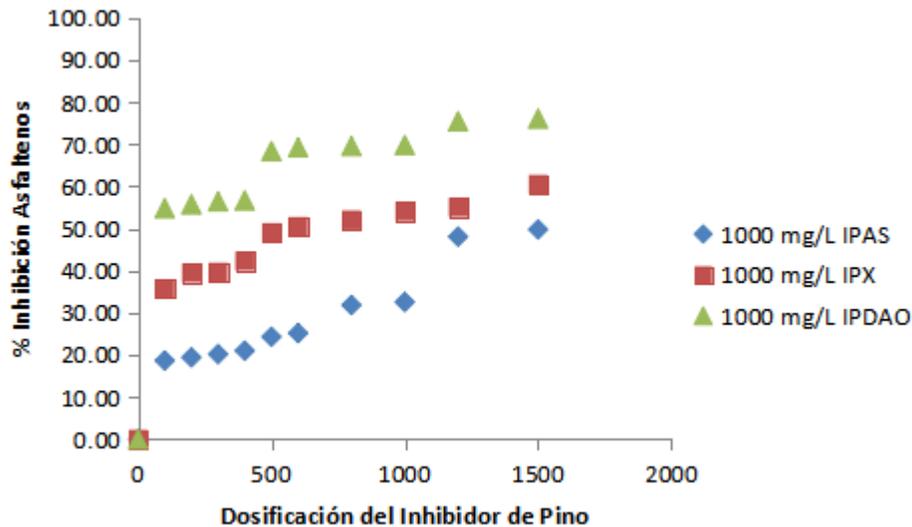


Figura 9. Variación de la dosificación del inhibidor (IPAS, IPX y IPDAO) en función del % de inhibición de asfalteno a la concentración de 1000 mg/L.

En la Figura 10 se muestra el resultado obtenido al variar la dosificación del inhibidor (IPAS, IPX y IPDAO) en función del % de inhibición de asfalteno del crudo pesado Carabobo a la concentración de 2000 mg/L. Se puede observar que a medida que se incrementa la dosificación la eficiencia de inhibición aumenta. En orden de mayor a menor el % de inhibición fue: IPX = IPDAO > IPAS. Para los inhibidores IPX e IPDAO presentan a esta concentración un comportamiento idéntico entre ambos inhibidores formulados. Esto se debe, a que el xileno tiene una función de disolver asfaltenos por hecho de ser un compuesto aromático y este hecho, es idéntico al DAO obtenido del crudo pesado Carabobo, que contiene resinas en la solución que permiten que los asfaltenos no se precipiten. Mientras que el inhibidor IPAS, presenta una cadena parafina del aceite de soya y se obtiene un bajo rendimiento de inhibición. En tal sentido, a la dosificación de 1500 μ L se obtuvo un % de inhibición para IPX y IPDAO de 98% mientras que para IPAS se obtuvo un 68% de inhibición de asfaltenos.

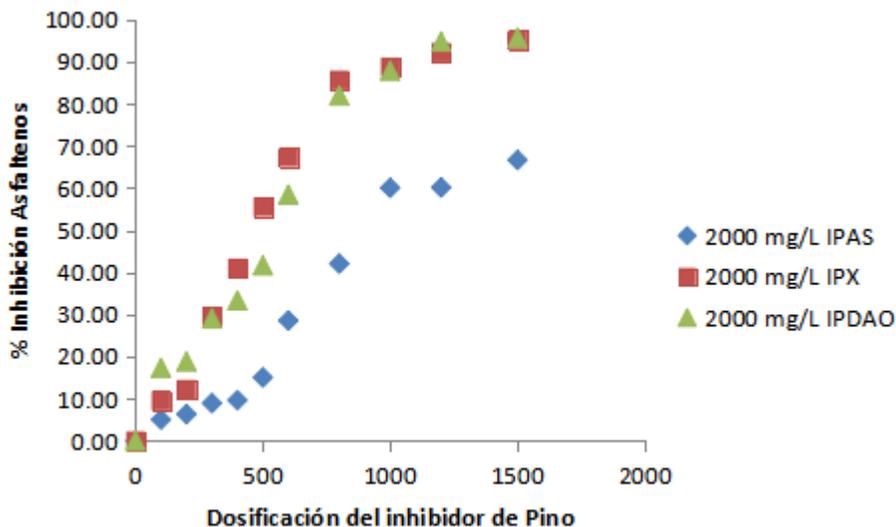


Figura 10. Variación de la dosificación del inhibidor (IPAS, IPX y IPDAO) en función del % de inhibición de asfalteno a la concentración de 2000 mg/L.

Conclusiones

En este estudio, tres inhibidores de asfaltenos, IPX, IPDAO y IPAS fueron evaluados en el crudo pesado Carabobo a nivel de laboratorio. A partir del procedimiento experimental establecido, con adición de precipitante (C7) y variando la dosificación de los inhibidores en la muestra de crudo pesado con y sin inhibidor. Se obtuvieron las siguientes conclusiones:

1. Los tres inhibidores formulados tienen un carácter dispersante de los asfaltenos.
2. El orden de inhibición de mayor a menor para la concentración de 1000 mg/L fue $IPX > IPDAO > IPAS$, mientras que, para la concentración de 2000 mg/L se obtuvo $IPX=IPDAO > IPAS$.
3. Bajo las condiciones experimentales de laboratorio, el inhibidor IPAS obtuvo el más bajo rendimiento entre los tres inhibidores formulados.
4. Los inhibidores IPX e IPDAO compiten en obtener un alto rendimiento de inhibir la precipitación de asfaltenos.
5. El extracto de pino a partir de la corteza presenta una buena alternativa como inhibidor de asfaltenos de crudos pesados.

Referencias

1. Akbarzadeh K., Hammami A., Kharrat A. y col., 2007. Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial. *OilField Review*, 19(2): 25-47.
2. ASTM D 1298. 2017. Método de prueba estándar para determinar la densidad, la densidad relativa o la gravedad API del petróleo crudo y los productos líquidos derivados del petróleo mediante el Método de densímetro. Volumen 05.01.
3. ASTM D2983. 2017. Standard Test Method for Low-Temperature Viscosity of Lubricants measured by Brookfield Viscometer. Vol. 05.01.
4. ASTM D189. 2014. Método de prueba estándar de Conradson para la determinación de residuos de carbono en productos derivados del petróleo. Volumen 05.01.
5. ASTM D6560. 2017. Método de prueba estándar para determinación de asfaltenos (insolubles en heptano) en petróleo crudo y productos derivados del petróleo. Volumen 05.01.
6. ASTM D1160. 2017. Método de prueba estándar para la destilación de productos derivados del petróleo a presión reducida. Volumen 05.01.
7. Barcenás M, Orea P, Buenrostro-González E y col. 2008. Study of médium effect on asphaltene agglomeration inhibitor efficiency. *Energy Fuels*; 22(3): 22-1917.
8. Goncalves S, Castillo J, Fernandez A, Hung J, 2003. Absorbance and fluorescence spectroscopy on the aggregation behavior of asphaltene –toluene solutions. *Fuel* 83(13): 30-182
9. Hirschberg LNJ, de Jong BA, Schipper BA, Meijer JG. 1984. Influence of temperature and pressure on asphaltene flocculation. *SPE J.*; 24(3):93-283.
10. Junior LCR, Ferreira MS, Ramos ACS. 2006. Inhibition of asphaltene precipitation in Brazilian crude oils using new oil soluble amphiphiles. *J Pet Sci Eng.*;51(1-2): 26-36.
11. Kawanaka S, Park SJ, Mansoori GA. 1991. Organic deposition from reservoir fluids: a thermodynamic predictive technique. *SPE Reserv. Eng.* 6(2):92-185.
12. Leontaritis KJ. 1996. Offshore asphaltene and wax deposition: problems/solutions. *World Oil*; 217(5): 57-63.
13. Manek MB. 1995. Asphaltene dispersants as demulsification aids: In: *SPE international Symposium on Oilfield Chemistry*; 14-17 February, San Antonio.

14. Mansoori GA. 2010. Remediation of asphaltene and other heavy organic deposits in oil wells and in pipelines. *ELMI Sarlar J. Reserv Pet Eng.;SACAR*:12-23.
15. Marques LCC, Gonzalez G, Monteiro JB. 2004. A chemical approach to prevent asphaltenes flocculation in light crude oils: State of the art. In: *SPE annual technical conference and exhibition*; 26-29 september; Houston.
16. Mousavi-Dehgani SA, Riazi MR, Vafaie-Sefti M, Mansoori GA. 2004. An analysis of methods for determination of onsets of asphaltene phase separations. *J Pet Sci Eng.*; 42: 56-145.
17. Oschmann HJ. 2002. New methods for selection of asphaltene inhibitors in the field. *Special Publication, Royal Society of Chemistry*; 280: 63-254.
18. Smith DF, Klein GC, Yen AT, y col. 2008. Crude oil polar chemical composition derived from FT-ICR mass spectrometry accounts for asphaltene inhibitor specificity. *Energy Fuels*; 22(5): 7-47.
19. Speight JG, Wernick DL, Gould KA y col. 1985. Molecular weight and association of asphaltenes: a critical review. *Oil Gas Sci. Technol.: Rev. IFP*; 40(1):51-61.
20. Turta A, Najman J, Fisher D, Singhal A. 1997. Viscometric determination of the onset of asphaltene flocculation. In: *Annual Technical Meeting*, 8-11, June, Calgary.
21. Zendehbousi S, Shafiei A, Bahadori A y col. 2014. Asphaltene precipitation and deposition in oil reservoirs-technical aspects, experimental and hybrid neural network predictive tolos. *Chem. Eng. Res Des.*; 92(5): 75-875.

References

1. Akbarzadeh K., Hammami A., Kharrat A. et al., 2007. Asphaltenes: Problematic but rich in potential. *OilField Review*, 19 (2): 25-47.
2. ASTM D 1298. 2017. Standard Test Method for Determining the Density, Relative Density, or API Gravity of Crude Oil and Liquid Petroleum Products Using the Densimeter Method. Volume 05.01.
3. ASTM D2983. 2017. Standard Test Method for Low-Temperature Viscosity of Lubricants measured by Brookfield Viscometer. Vol. 05.01.

4. ASTM D189. 2014. Conradson's standard test method for the determination of carbon residues in petroleum products. Volume 05.01.
5. ASTM D6560. 2017. Standard test method for determination of asphaltenes (insoluble in heptane) in crude oil and petroleum products. Volume 05.01.
6. ASTM D1160. 2017. Standard test method for distillation of petroleum products under reduced pressure. Volume 05.01.
7. Barcenas M, Orea P, Buenrostro-Gonzalez E et al. 2008. Study of medium effect on asphaltene agglomeration inhibitor efficiency. *Energy Fuels*; 22 (3): 22-1917.
8. Goncalves S, Castillo J, Fernandez A, Hung J, 2003. Absorbance and fluorescence spectroscopy on the aggregation behavior of asphaltene –toluene solutions. *Fuel* 83 (13): 30-182
9. Hirschberg LNJ, de Jong BA, Schipper BA, Meijer JG. 1984. Influence of temperature and pressure on asphaltene flocculation. *SPE J .;* 24 (3): 93-283.
10. Junior LCR, Ferreira MS, Ramos ACS. 2006. Inhibition of asphaltene precipitation in Brazilian crude oils using new oil soluble amphiphiles. *J Pet Sci Eng.;* 51 (1-2): 26-36.
11. Kawanaka S, Park SJ, Mansoori GA. 1991. Organic deposition from reservoir fluids: a thermodynamic predictive technique. *SPE Reserv. Eng.* 6 (2): 92-185.
12. Leontaritis KJ. 1996. Offshore asphaltene and wax deposition: problems / solutions. *World Oil;* 217 (5): 57-63.
13. Manek MB. 1995. Asphaltene dispersants as demulsification aids: In: *SPE international Symposium on Oilfield Chemistry*; 14-17 February, San Antonio.
14. Mansoori GA. 2010. Remediation of asphaltene and other heavy organic deposits in oil wells and in pipelines. *ELMI Sarlar J. Reserv Pet Eng.;* SACAR: 12-23.
15. Marques LCC, Gonzalez G, Monteiro JB. 2004. A chemical approach to prevent asphaltenes flocculation in light crude oils: State of the art. In: *SPE annual technical conference and exhibition*; September 26-29; Houston.
16. Mousavi-Dehgani SA, Riazi MR, Vafaie-Sefti M, Mansoori GA. 2004. An analysis of methods for determination of onsets of asphaltene phase separations. *J Pet Sci Eng .;* 42: 56-145.

17. Oschmann HJ. 2002. New methods for selection of asphaltene inhibitors in the field. Special Publication, Royal Society of Chemistry; 280: 63-254.
18. Smith DF, Klein GC, Yen AT, et al. 2008. Crude oil polar chemical composition derived from FT-ICR mass spectrometry accounts for asphaltene inhibitor specificity. *Energy Fuels*; 22 (5): 7-47.
19. Speight JG, Wernick DL, Gould KA et al. 1985. Molecular weight and association of asphaltenes: a critical review. *Oil Gas Sci. Technol. : Rev. IFP*; 40 (1): 51-61.
20. Turta A, Najman J, Fisher D, Singhal A. 1997. Viscometric determination of the onset of asphaltene flocculation. In: Annual Technical Meeting, 8-11, June, Calgary.
21. Zendejbousi S, Shafiei A, Bahadori A et al. 2014. Asphaltene precipitation and deposition in oil reservoirs-technical aspects, experimental and hybrid neural network predictive tolos. *Chem. Eng. Res Des. ;* 92 (5): 75-875.

Referências

1. Akbarzadeh K., Hammami A., Kharrat A. et al., 2007. Asfaltenos: problemático, mas rico em potencial. *OilField Review*, 19 (2): 25-47.
2. ASTM D 1298. 2017. Método de teste padrão para determinar a densidade, densidade relativa ou gravidade API de petróleo bruto e produtos líquidos de petróleo usando o método do densímetro. Volume 05.01.
3. ASTM D2983. 2017. Método de teste padrão para viscosidade a baixa temperatura de lubrificantes medido pelo viscosímetro Brookfield. Vol. 05.01.
4. ASTM D189. 2014. Método de teste padrão de Conradson para a determinação de resíduos de carbono em produtos petrolíferos. Volume 05.01.
5. ASTM D6560. 2017. Método de teste padrão para determinação de asfaltenos (insolúveis em heptano) em petróleo e derivados de petróleo. Volume 05.01.
6. ASTM D1160. 2017. Método de teste padrão para destilação de produtos petrolíferos sob pressão reduzida. Volume 05.01.
7. Barcenas M, Orea P, Buenrostro-Gonzalez E et al. 2008. Estudo do efeito médio na eficiência do inibidor da aglomeração de asfalteno. *Combustíveis de energia*; 22 (3): 22-1917.

8. Goncalves S, Castillo J, Fernandez A, Hung J, 2003. Espectroscopia de absorvância e fluorescência no comportamento de agregação de soluções de asfalteno-tolueno. *Combustível* 83 (13): 30-182
9. Hirschberg LNJ, Jong BA, Schipper BA, Meijer JG. 1984. Influência da temperatura e pressão na floculação do asfalteno. *SPE J.*; 24 (3): 93-283.
10. Junior LCR, Ferreira MS, Ramos ACS. 2006. Inibição da precipitação de asfalteno em óleos brutos brasileiros usando novos anfífilos solúveis em óleo. *J Pet Sci Eng .*; 51 (1-2): 26-36.
11. Kawanaka S, Park SJ, Mansoori GA. 1991. Deposição orgânica de fluidos de reservatório: uma técnica preditiva termodinâmica. *Reserva SPE. Eng.* 6 (2): 92-185.
12. Leontaritis KJ. 1996. Asfalteno offshore e deposição de cera: problemas / soluções. *World Oil*; 217 (5): 57-63.
13. Manek MB. 1995. Dispersantes de asfalteno como auxiliares de desmulsificação: In: *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*; 14-17 de fevereiro, San Antonio.
14. Mansoori GA. 2010. Remediação de asfalteno e outros depósitos orgânicos pesados em poços de petróleo e oleodutos. *ELMI Sarlar J. Reserv Pet Eng .*; SACAR: 12-23.
15. Marques LCC, Gonzalez G, Monteiro JB. 2004. Uma abordagem química para evitar a floculação de asfaltenos em óleos brutos leves: estado da arte. In: *Conferência e exposição técnica anual da SPE*; 26-29 de setembro; Houston.
16. Mousavi-Dehgani SA, Riazi MR, Vafaie-Sefti M, Mansoori GA. 2004. Uma análise de métodos para determinação de onset de separações de fase de asfalteno. *J Eng. Sci Pet*; 42: 56-145.
17. Oschmann HJ. 2002. Agora métodos para seleção de inibidores de asfalteno em campo. *Publicação Especial, Sociedade Real de Química*; 280: 63-254.
18. Smith DF, Klein GC, Yen AT, et al. 2008. A composição química polar do petróleo bruto derivada da espectrometria de massa de FT-ICR é responsável pela especificidade do inibidor de asfalteno. *Combustíveis de energia*; 22 (5): 7-47.
19. Speight JG, Wernick DL, Gould KA et al. 1985. Peso molecular e associação de asfaltenos: uma revisão crítica. *Oil Gas Sci. Technol.: Rev. IFP*; 40 (1): 51-61.
20. Turta A, Najman J, Fisher D, Singhal A. 1997. Determinação viscométrica do início da floculação do asfalteno. In: *Reunião técnica anual*, 8-11 de junho, Calgary.

21. Zendejbousi S, Shafiei A, Bahadori A et al. 2014. Precipitação e deposição de asfalto em aspectos técnicos de reservatórios de petróleo, tolos predictivos de redes neurais experimentais e híbridas. Eng. Res. Des.; 92 (5): 75-875.

©2020 por los autores. Este artículo es de acceso abierto y distribuido según los términos y condiciones de la licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional (CC BY-NC-SA 4.0) (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>).