

TRANSPORTE DE CRUDO PESADO POR OLEODUCTO USANDO EL MÉTODO DE DILUCIÓN: UN ENFOQUE PRÁCTICO PARA MODELAR LA CAÍDA DE PRESIÓN Y LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS

Andres Fernando Peralta Sanchez^{1*}; Julian David Blanco Sanchez²; John Fredy Reina Gonzalez³;
Luis Enrique Mantilla Ramirez⁴

¹ Facultad de Ingeniería Mecánica; Departamento de Ingeniería de Petróleo; Universidad Estadual de Campinas; (UNICAMP). Cidade Universitária Zeferino Vaz - Barão Geraldo. Campinas, Brasil.

² Facultad de Ingeniería, Programa de Ingeniería Naval; Universidad Tecnológica de Bolívar (UTB). Km 1 Vía Turbaco. Cartagena, Colombia.

³ Vicepresidencia Regional Orinoquía; Departamento de Ingeniería; Ecopetrol S.A. Cl. 40 #24A-71. Villavicencio, Colombia.

⁴ Facultad de Ingeniería. Programa de Ingeniería de Petróleos. Universidad Surcolombiana (USCO). Avenida Pastrana Borrero – Carrera 1. Neiva, Colombia.

*E-mail: asanchez@dep.fem.unicamp.br

RESUMEN

El petróleo pesado tiene serias dificultades para ser transportado por el oleoducto sin una eficiente reducción de la viscosidad, es así, que algunos métodos han sido usados en orden de hacer fluir más fácilmente este crudo, en este caso mezclando el crudo pesado con otro hidrocarburo más liviano puede resultar en una viscosidad óptima que depende de la concentración, caudal de bombeo y de las respectivas densidades y viscosidades de los fluidos básicos. Este trabajo fue hecho sobre un crudo pesado (14.1 API) el cual es producido y transportado por ECOPETROL S.A. en el campo Mansoya ubicado en Colombia. Este crudo tiene una alta viscosidad y gran contenido de asfaltenos provocando complicaciones para su transporte en un oleoducto que tiene una longitud aproximada de 35,7 Km debido a sus propiedades físico-químicas y los elementos técnicos disponibles en la zona de estudio. En vista de su viscosidad, este estudio aplicó el método de dilución el cual consiste en reducir la viscosidad del crudo pesado mezclándolo con otro crudo liviano o diluyente. Para este análisis se hicieron pruebas en el laboratorio donde se midió la gravedad API y la viscosidad para el crudo Mansoya y sus diferentes mezclas utilizando 3 diluyentes. Con los datos experimentales de las diferentes mezclas, se simuló con la ayuda de softwares tanto el comportamiento mecánico del fluido como el de la precipitación de asfaltenos en el oleoducto. Luego de hacer esta simulación, se elige la concentración de mezcla óptima del crudo Mansoya para cada diluyente, de tal forma que cumpla con los requerimientos técnicos.

Palabras clave: Crudo Pesado, Método de Dilución, Mecánica de Fluidos, Precipitación de Asfaltenos.

THE PIPELINE TRANSPORTATION OF HEAVY OIL BY USING THE DILUTION METHOD: A PRACTICAL APPROACH FOR MODELLING PRESSURE DROP AND ASPHALTENES PRECIPITATION

ABSTRACT

Heavy oil has serious problems to be transported by pipelines without an efficient reduction of the viscosity, thus, some methods have been used in order to make this oil flows easily. In this case blending the heavy oil with other lighter hydrocarbon can result in an optimal viscosity, which depends on the dilution concentration, flow rate, densities, and viscosities of the basic

Cita: Peralta, A.F., Blanco, J.D., Reina, J.F. y Mantilla, L.E. (2017). Transporte de crudo pesado por oleoducto usando el método de dilución: Un enfoque práctico para modelar la caída de presión y la precipitación de asfaltenos. *Revista Fuentes: El reventón energético*, 15 (2), 7-17.



fluids. This work was performed on heavy oil (14.1 API) which is produced and transported by ECOPETROL S.A. in the Mansoya Oil field located in Colombia. This oil has a high viscosity and asphaltene content; as a result, it is hard to displace it through a pipeline that has a length about 35,7 Km because of its physical-chemistry properties, and the element technics available at the survey zone. Due to its viscosity, this study consists on applying the dilution method to get a decreasing of viscosity when the heavy oil is mixed with other light hydrocarbons or diluents. To make this analysis was necessary lab tests to obtain the API gravity and the viscosity regarding to the Mansoya Oil and its mixtures using 3 diluents. Once the experimental data of the mixtures is generated, consequently, by means of the simulators use, the fluid mechanic behaviour into the pipeline is predicted, additionally, the asphaltene precipitation that can take place for various mixtures and diluents respectively is modeled as well. Afterwards, with those simulations, the best concentration in volume for Mansoya Oil is selected for each diluent where the technics requirements are achieved.

Keywords: Heavy Oil, Dilution Method, Fluid Mechanics, Asphaltene Precipitation.

INTRODUCCIÓN

No es desconocido que la exploración, explotación y producción de crudo pesado se encuentra en auge en la industria de hidrocarburos, esto es debido a que cada vez más la declinación de la producción de crudos convencionales es mayor, no obstante, los nuevos hallazgos de yacimientos de crudos pesados exhiben importantes reservas para suplir la demanda energética mundial. La industria del petróleo en Colombia concentra esfuerzos para optimizar la producción y tratamiento de los crudos pesados, si bien la producción se ha incrementado en los últimos años se debe en cierta parte por el aporte hecho por dichos crudos el cual está en alrededor del 45% de la producción de crudo en Colombia (McIvor, 2011).

La alta viscosidad de los crudos pesados genera complejidad para las operaciones de extracción, manejo y transporte, ya que se requiere mayor energía para transportarlos y esto conlleva a mayores exigencias por parte de los equipos y dispositivos que inciden en su desplazamiento, siendo que, el tiempo de uso normal de estos elementos se va reduciendo debido a los esfuerzos a los que son sometidos. El alto contenido de asfaltenos puede forjar inconvenientes en las líneas de flujo e instalaciones de superficie, ya que su estabilidad puede ser vulnerada principalmente a cambios de presiones de flujo, originando obstrucciones en las líneas y reduciendo la eficiencia de los elementos que condicionan su transporte (Akbarzadeh K., 2007).

Con el fin de mejorar las condiciones de flujo del crudo pesado, la industria del petróleo aplica diferentes métodos o técnicas tales como: Calentamiento, core-annular flow, dispersión, dilución, entre otros (Guevara E., 1997). Este estudio se basó en aplicar la técnica de dilución la cual consiste en mezclar de forma homogénea dos fluidos, un crudo pesado con otro de mayor gravedad API o un crudo pesado con un diluyente, logrando así reducir la viscosidad y mejorar el desplazamiento. En

este estudio se analizó el efecto que tiene el método de dilución sobre el crudo Mansoya al ser mezclado con el crudo Yurilla (25.6 API) el cual se produce cerca al área del estudio, adicionalmente se evaluó el efecto de dos diluyentes, siendo uno nafta y el otro el Dilx.

Para poder obtener este análisis se debe determinar la mejor relación de mezcla que responda a la actuación con el crudo Yurilla y/o diluyentes sobre el crudo Mansoya, de tal manera que se consiga un valor de viscosidad óptimo para ser desplazado por el oleoducto y que cumpla los requerimientos hidráulicos, además, la precipitación de asfaltenos debe ser la más baja posible, todo esto evaluado desde la perspectiva técnica.

BASES TEÓRICAS

CRUDO PESADO

El petróleo crudo viene en una amplia variedad de propiedades físicas y químicas como por ejemplo el tipo de color o diferente base en la composición química, respectivamente. Esto es atribuido a los diferentes tipos de roca que por medio de la materia orgánica generaron hidrocarburos a través de procesos de enterramientos que incluyen depositación de sedimentos, incremento de presión, temperatura y tiempo de maduración. Es así, que el crudo puede ser clasificado como se muestra en la tabla 1 en función de la gravedad API, siendo esta última una medida de la densidad del crudo con respecto a la densidad del agua la cual tiene un valor de API=10.

Tabla 1. Clasificación del crudo

Gravedad API	Clasificación del crudo
>31	Liviano
21-31	Mediano
14-21	Pesado
10-14	Extra Pesado
<10	Bitumen

Otra clasificación más detallada se hace mediante el valor de la viscosidad (Wally J., 2012), siendo esta una propiedad del fluido que mide la resistencia que tiene el fluido a fluir. Consecuentemente, el crudo extra pesado tiene viscosidades entre 10000 cP a 100 cP, mientras que los crudos medianos a pesado tienen viscosidades entre 100 cP a 10 cP, lo cual ayuda a diferenciar crudos de bitúmenes.

El crudo pesado contiene como principal característica valores de API bajos, en el contexto mundial valores menores a 23°. Esta alta densidad proporciona mucha dificultad para su extracción y manejo, puesto que son crudos altamente viscosos y su composición química es compleja ya que su contenido de compuestos como sales, ácidos orgánicos, residuos de carbono, asfaltenos, sulfuros, metales y contenido de nitrógeno promueven el uso de métodos y tratamientos especiales en comparación al crudo convencional, en consecuencia, los costos y tiempos de producción y transporte aumentan significativamente.

MÉTODOS DE TRANSPORTE PARA CRUDOS PESADOS

El transporte del crudo pesado y bitumen natural demanda que la viscosidad sea lo suficientemente baja de modo que la dimensión de la tubería y los requerimientos de bombeo sean económicamente viables. Hay varios métodos para obtener estas características, algunos de los cuales han sido confirmados en campo y actualmente están siendo utilizados, adicionalmente otros están en proceso de ser desarrollados. Estos métodos son: Calentamiento, dilución, emulsión de crudo en agua, core-annular flow, partial field upgrading (Guevara E., 1997). Con respecto al objetivo de este estudio, a continuación solo se mencionará las características del método de dilución.

MÉTODO DE DILUCIÓN

Consiste en reducir la presión necesaria para transportar el crudo pesado por medio de la reducción de su viscosidad al ser mezclado con otro hidrocarburo menos viscoso (diluyente) tales como condensados, crudos livianos, gasolina natural o nafta. La relación entre la viscosidad resultante de dicha mezcla es exponencial, arrojando entonces que pequeños porcentajes de diluyente puede tener un efecto marcado sobre la viscosidad (Escojido D., 1991).

Actualmente, el porcentaje de mezcla para determinar la viscosidad óptima de la mezcla se hace

experimentalmente en laboratorio. Una vez obteniendo esta viscosidad, el estudio hidráulico donde se obtienen las pérdidas de presión en la línea de transporte puede ser calculado usando métodos convencionales, asumiendo un sistema isotérmico, una sola fase fluyendo en una mezcla homogénea con el valor de la viscosidad correspondiente al porcentaje del diluyente en la mezcla.

FLUJO DE FLUIDOS EN OLEODUCTOS

Existen varios regímenes de flujos que pueden tener lugar en la línea de un oleoducto para un fluido de fase homogénea, estos pueden ser clasificados con respecto al NR (número de Reynolds) el cuál es un número adimensional que caracteriza el movimiento de un fluido. El NR es directamente proporcional a la velocidad de flujo, la densidad del fluido y al diámetro de la tubería e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido, sin embargo, para efectos didácticos es más fácil imaginar que de acuerdo con la velocidad de flujo, el movimiento de un fluido a bajas velocidades se desplaza de forma ordenada o por láminas, por el contrario, un fluido que se mueve a velocidades altas lo hará de forma desordenada o turbulenta. A medida que el NR aumenta, se pueden distinguir los siguientes regímenes: sub-laminar, laminar, crítico, parcialmente turbulento y turbulento. Una vez conocido el régimen de flujo, es posible obtener el valor de la caída de presión en el oleoducto por medio del uso de modelos y correlaciones.

Es conocido que la caída de presión total en un oleoducto depende de las fuerzas de fricción, de aceleración y de gravedad, no obstante, aquella causada por la fuerza de fricción entre el fluido y la pared del tubo, es quizá la más relevante comparada con las fuerzas de aceleración y de gravedad, puesto que estas dos últimas tienen valores bajos e incluso nulos si el oleoducto está situado en una topografía relativamente horizontal, respectivamente. Por consiguiente, la caída de presión debido a las fuerzas de fricción es una función directa de la velocidad de flujo y la densidad del fluido, donde el fluido puede estar en flujo parcialmente turbulento o en flujo turbulento. La viscosidad es usada para calcular el NR, por lo tanto también afecta el valor del factor de fricción, siendo este un parámetro adimensional usado para calcular las pérdidas de presión (Goodreau M., 2016).

De acuerdo a lo anterior, es posible calcular un ΔP (Delta de presión), siendo esta la presión que debe ser ejercida para superar las fuerzas de fricción, garantizando así el flujo en el oleoducto, ver ecuación 1 y 2.

Para flujo turbulento:

$$\Delta P = \frac{\rho f L v^2}{D 2g} \quad (1)$$

P = Presión

ρ = Densidad

f = Factor de fricción

L = Longitud del oleoducto

v = Velocidad

D = Diámetro interno del oleoducto

g = Constante gravitacional

Para flujo laminar:

$$\Delta P = \frac{\mu v L}{d^2} \quad (2)$$

P = Presión

μ = Viscosidad

L = Longitud del oleoducto

v = Velocidad

d = Diámetro interno del oleoducto.

Esto claramente muestra que en el flujo laminar la viscosidad es un factor determinante en la caída de presión del oleoducto.

2.4 PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS

Los asfaltenos son una clase soluble y son usualmente definidos como la fracción del crudo que precipita en un solvente alifático típicamente como el pentano o el heptano y que permanece soluble en tolueno (Yarranton H., 2000). Los asfaltenos pueden precipitarse o depositarse debido a cambios en la temperatura, presión y la composición, formando en primera instancia pequeñas partículas las cuales rápidamente se agregan para formar macro partículas. El tamaño de las partículas es desconocido, sin embargo de acuerdo con algunas observaciones visuales estas pueden ser en el orden de algunos micrones con respecto a la de las partículas agregadas, las cuales a su vez dependiendo del solvente, la presión y la temperatura, generalmente, tienen un tamaño que está en el orden de algunos cientos de micrones. Para entender y prevenir la precipitación de asfaltenos es deseable investigar cada proceso de depositación, particularmente bajo las condiciones de flujo donde normalmente ocurren estas precipitaciones.

Los asfaltenos pueden acumularse en muchos lugares a lo largo del sistema de producción, desde el interior de la formación productora de crudo hasta las bombas de levantamiento artificial, la tubería de producción, los

cabezales de los pozos, las válvulas de seguridad, las líneas de flujo y las instalaciones de superficie. Pequeñas cantidades de asfaltenos pueden adherirse a los elementos mencionados anteriormente sin afectar el flujo; sin embargo, los depósitos de gran espesor pueden producir la interrupción de la producción. La optimización de la producción requiere, en este caso, el conocimiento de la composición del petróleo y de las condiciones bajo las cuales los asfaltenos se mantendrán en solución, es decir, sin precipitarse, garantizando así el flujo.

La precipitación de asfaltenos es modelada termodinámicamente usando un cálculo multifase flash en el cuál las fases del fluido pueden ser descritas con una ecuación de estado y las fugacidades de los componentes en la fase sólida son pronosticadas usando el siguiente modelo, ecuación 3.

$$\ln f_s = \ln f_s^* + v_s (p - p^*) / RT \quad (3)$$

f_s = Fugacidad a la presión p y temperatura T

f_s^* = Fugacidad a la presión p^* y temperatura T

v_s = volumen molar de la fase sólida del componente

R = Constante universal de los gases.

La fase sólida puede consistir en uno o más componentes, donde la fase precipitada es representada como una mezcla ideal de componentes sólidos. La ecuación 3 es usada para predecir el efecto de la presión sobre la precipitación de asfaltenos en un sistema isotérmico (Kohse B., 2000), siendo esta la fugacidad del componente precipitado en la fase sólida.

El paso crucial en el modelamiento de precipitación de asfaltenos es la caracterización de la formación de los componentes sólidos, tanto en solución como en la fase sólida. Se ha encontrado que por la división del componente más pesado en 2 componentes; en una fracción no precipitada y otra precipitada, buenos ajustes experimentales se han obtenido lo cual se ha verificado independientemente en los problemas de precipitación de asfaltenos.

METODOLOGÍA

La información utilizada en este estudio fue proporcionada por la empresa operadora ECOPETROL S.A. la cual suministró los fluidos a ser testeados en el laboratorio de crudos y derivados de la Universidad Surcolombiana (Neiva, Colombia), así mismo los softwares licenciados necesarios para simular las operaciones de transporte y la precipitación de asfaltenos fueron también suministrados por ECOPETROL S.A.

PRUEBAS DE LABORATORIO

Las pruebas realizadas se enfocaron en obtener datos para el fluido básico, es decir, fluido sin mezclarse correspondiente al crudo Mansoya, de igual manera para las diferentes mezclas correspondientes al crudo Mansoya con sus respectivos diluyentes. Las mediciones realizadas a estas muestras fueron: la gravedad API y la viscosidad cinemática en centistokes (cSt) a diferentes temperaturas, posteriormente esta viscosidad fue convertida a viscosidad absoluta en centipoise (cP) a 70°F con el objetivo de tener las unidades necesarias para correr los simuladores a las condiciones de operaciones reales en campo. Las mezclas se prepararon en proporción volumen para un (1) litro, desde el 10% al 90% del fluido básico Mansoya, esto es, para una concentración volumen del 10%, 100 mL de Mansoya fueron mezclados con 900 mL de cualquier diluyente.

MODELAMIENTO HIDRÁULICO

Por medio del software PIPESIM de Schlumberger se simuló el sistema de transporte para las distintas mezclas en el oleoducto con el fin de predecir perfiles de presión. Esto permitió elegir la mejor opción u opciones a implementar en campo.

El software PIPESIM tiene herramientas para el diseño, operación y optimización de las facilidades de producción, en este caso se utilizó el módulo de tubería y facilidades el cual genera un estudio completo de los perfiles de presión en tuberías. Para el caso de la viscosidad, el modelo usado fue un tipo black oil, siendo este el más apropiado ya que no es esperado tener un cambio significativo en la viscosidad de la mezcla homogénea debido a la transferencia de masa entre las fases de gas y petróleo a las condiciones de flujo en el oleoducto.

La información requerida para correr el software fue: los datos del oleoducto tales como longitud, diámetro, topografía, tipo de material, condiciones de operaciones de temperatura, caudal de bombeo. Así mismo, las propiedades del fluido como la gravedad API y la viscosidad obtenidas en el laboratorio.

Finalmente, el objetivo es obtener el comportamiento de la presión de flujo en el oleoducto con respecto a su longitud de 35698 metros (m). Es mostrado como ejemplo en la figura 1 ese comportamiento mencionado anteriormente, el cual corresponde a la mezcla crudo Mansoya / crudo Yurilla.

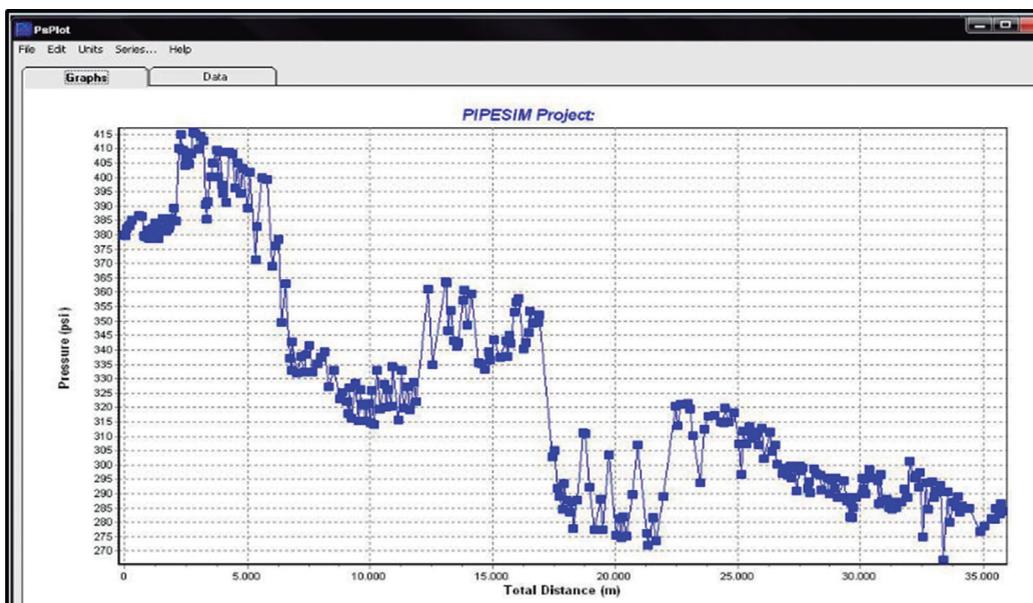


Figura 1. Modelamiento hidráulico (Mezcla crudo Mansoya /crudo Yurilla)

MODELAMIENTO DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS

Se predijo la precipitación de asfaltenos para las diferentes mezclas mediante las aplicaciones del software especializado CMG módulo WinProp, el cual

corresponde a la herramienta usada para el análisis de comportamiento de fases y propiedades de los fluidos en la ingeniería de yacimientos.

Los pasos requeridos para desarrollar un modelo de precipitación son: Caracterización del fluido, ajuste de

la ecuación de estado por medio de la regresión de datos PVT (Presión, Volumen, Temperatura), especificación de los parámetros de la fase sólida del modelo y finalmente se calcula la predicción del comportamiento de la precipitación de asfaltenos.

La información requerida para la corrida del software fue: Datos de la composición química de componentes, gravedad API, contenido de asfaltenos en porcentaje peso, temperatura y presión de burbuja, estas últimas se refieren a las condiciones de temperatura y presión en que aparece la primera burbuja de gas en el comportamiento de fases del crudo. Los datos correspondientes a la composición química de componentes y porcentaje de contenido de asfaltenos fueron obtenidos mediante la normalización hecha a las composiciones de los fluidos básicos mediante los datos PVT y análisis SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos). La presión y temperatura de burbuja son usadas al inicio del modelo para ajustar la ecuación de estado que describa eficazmente el comportamiento del fluido básico Mansoya y posteriormente sobre la mezcla donde la recombinación de componentes por normalización fue hecha.

Una vez consignada toda la información, el resultado es plotado obteniéndose la curva de dispersión de precipitación de asfaltenos en función de la presión como se muestra en la Figura 2 la cual es representativa de la modelación hecha para la mezcla crudo Mansoya / nafta de este estudio.

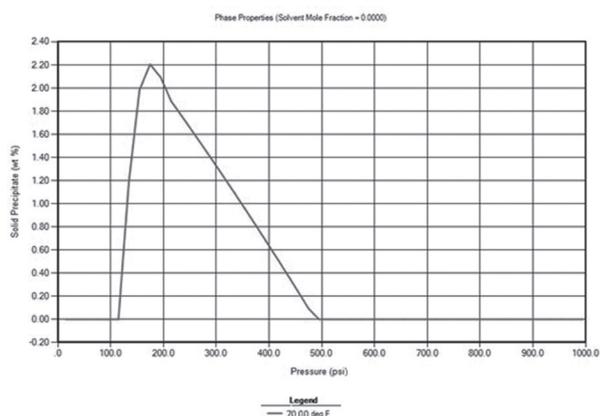


Figura 2. Modelamiento de precipitación de asfaltenos (Mezcla crudo Mansoya / nafta)

El comportamiento generalizado de la precipitación de asfaltenos describe que estos compuestos permanecen estables a presiones altas, no obstante, cuando el fluido se desplaza la presión empieza a disminuir hasta llegar a un punto donde se inicia la precipitación de sólidos,

alcanzando su máxima cantidad de precipitados a presiones cercanas a la presión de burbuja. No obstante, por debajo de la presión de burbuja la interacción de los componentes livianos principalmente del metano (CH_4) al hexano (C_6H_{14}) hace redisolverse el sólido precipitado obteniendo una cantidad muy baja de precipitados que puede ser despreciable a presiones muy bajas.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Una evaluación técnica fue realizada con el objetivo en primera instancia de mostrar los resultados obtenidos en el laboratorio y posteriormente con esta información correr simulaciones a través de softwares comerciales los cuales a su vez arrojan resultados que permiten generar el análisis de esta técnica de dilución considerando los requerimientos técnicos de ECOPETROL S.A.

RESULTADOS EXPERIMENTALES

En las Tablas 2-5 se muestran los resultados obtenidos experimentalmente en el laboratorio, las cuales relacionan las pruebas realizadas con los fluidos básicos (100 % V/V) y sus respectivas mezclas (% V/V). Como se mencionó anteriormente, las pruebas realizadas fueron la medición de la gravedad API y la viscosidad.

Tabla 2. Propiedades de los fluidos básicos.

FLUIDO BÁSICO	API (60°F)	cSt (70°F)	cP (70°F)	cSt (122°F)	cP (122°F)
MANSOYA	14.1	189283.2	182907.2	4155.4	3896.7
YURILLA	25.6	56.0	50.1	15.2	13.2
NAFTA	75.7				
DILX	59.1				

Tabla 3. Dilución crudo Mansoya/crudo Yurilla.

MANSOYA (% V/V)	API (60°F)	cSt (70°F)	cP (70°F)	cSt (122°F)	cP (122°F)
10	25.2	421.4	378.2	33.4	29.0
20	23.7	551.2	499.4	46.9	41.2
30	22.3	721.0	659.5	65.8	58.4
40	20.8	943.0	870.9	92.4	82.8
50	19.3	1234.7	1151.3	129.9	117.6
60	17.9	1614.9	1520.7	182.5	166.8
70	16.4	4826.2	4589.5	214.2	197.6
80	15.9	14194.6	13899.7	235.6	228.4
90	14.5	42441.8	41966.4	264.8	259.2

Tabla 4. Dilución crudo Mansoya/nafta.

MANSOYA (% V/V)	API (60°F)	cSt (70°F)	cP (70°F)	cSt (122°F)	cP (122°F)
10	61.2	48.1	35.1	3.2	2.3
20	54.6	96.8	73.1	6.5	4.7
30	48.0	192.2	152.3	12.8	9.8
40	41.4	385.8	317.0	25.3	20.1
50	34.7	1006.9	851.2	56.7	46.3
60	27.4	1184.2	1057.8	249.2	215.7
70	21.7	8685.7	8044.5	311.9	280.2
75	19.1	16138.0	15202.1	445.7	407.4
80	18.4	30643.1	28755.7	652.0	593.8
90	14.6	103963.4	102702.6	1284.1	1255.8

Tabla 5. Dilución crudo Mansoya/Dilx.

MANSOYA (% V/V)	API (60°F)	cSt (70°F)	cP (70°F)	cSt (122°F)	cP (122°F)
10	53.2	29.7	22.6	1.6	1.2
20	46.2	46.9	37.1	2.7	2.0
30	40.2	111.7	91.5	4.4	3.5
40	34.9	125.7	106.2	7.2	5.9
50	31.0	142.4	123.2	12.0	10.1
60	26.3	160.5	143.0	19.8	17.1
70	23.0	858.8	781.7	57.2	50.5
80	18.9	1200.9	1123.4	236.8	214.9
90	18.2	10085.2	9474.8	543.0	495.1

RESULTADOS DEL MODELAMIENTO HIDRÁULICO

Es preciso aclarar que la presión mínima requerida por ECOPEPETROL S.A en la entrada de la batería Santa Ana la cual corresponde a la salida del oleoducto es de 30 Psi y la longitud del oleoducto hasta la batería Santa Ana es de aproximadamente 35,7 km, así mismo la presión en la batería Mansoya, esto es, en la entrada del oleoducto es de 380 Psi (presión de bombeo).

En las Figuras 3-5 se ilustra el comportamiento de la presión para las diferentes relaciones de mezclas del crudo Mansoya con los respectivos diluyentes en el oleoducto, posterior a esto se resume en una tabla los resultados obtenidos de presión para las distintas mezclas que alcanzan a llegar a la batería Santa Ana. El criterio de selección es escoger la mezcla que cumpla con el requerimiento de presión y que contenga la máxima concentración de crudo Mansoya.

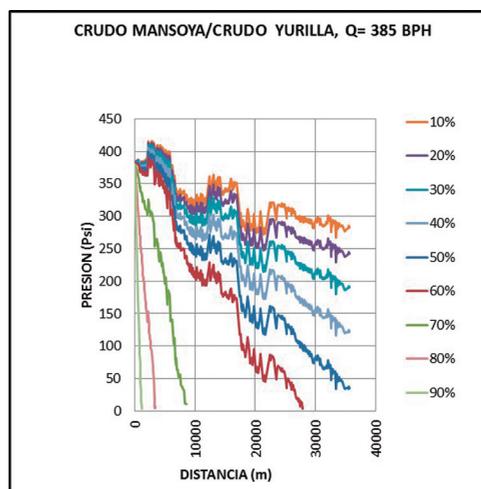


Figura 3. Presión Vs Distancia (Mezcla crudo Mansoya/ crudo Yurilla)

Observando la Figura 3 es claro que para porcentajes mayores al 50% de crudo Mansoya/crudo Yurilla no se cumple el requerimiento de presión, caso contrario, para porcentajes menores de este valor sí cumplen con el requerimiento.

Tabla 6. Presiones de mezclas crudo Mansoya/crudo Yurilla a los 35,7 Km

%V/V	Presión (Psi)
10	282,87
20	242,70
30	190,40
40	122,50
50	34,92

De acuerdo a los datos de la Tabla 6, la mezcla seleccionada es crudo Mansoya 50%/crudo Yurilla 50%.

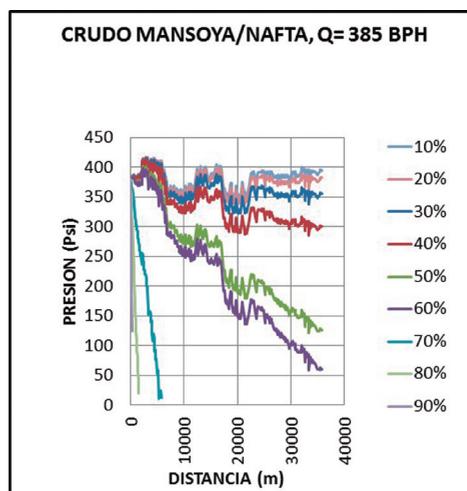


Figura 4. Presión Vs Distancia (Mezcla crudo Mansoya/nafta)

Se puede inferir de la Figura 4 que para concentraciones del crudo Mansoya/nafta mayores o iguales al 70% no se satisfacen los requerimientos de presión de entrada a la batería Santa Ana, no obstante, concentraciones menores a este valor si cumplen.

Tabla 7. Presiones de mezclas crudo Mansoya/nafta a los 35,7 km

%V/V	Presión (Psi)
10	394,65
20	382,26
30	355,74
40	300,50
50	126,28
60	60,67

Observando la Tabla 7, la mezcla seleccionada es crudo Mansoya 60%/Nafta 40%.

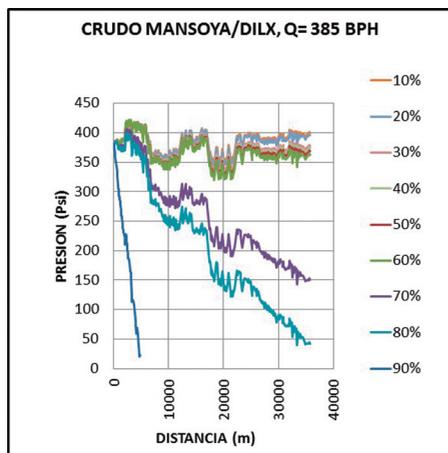


Figura 5. Presión Vs Distancia (Mezcla crudo Mansoya/Dilx)

Según la Figura 5 se puede observar que para concentraciones de mezcla mayor o igual al 90% del crudo Mansoya/Dilx no se cumple el requerimiento de presión a la entrada de la batería Santa Ana, como resultado, concentraciones menores a este valor si cumplen.

Tabla 8. Presiones de mezclas crudo Mansoya/Dilx a los 35,7 km

%V/V	Presión (Psi)
10	400,22
20	396,22
30	378,20
40	374,02
50	368,83
60	362,89
70	150,87
80	41,87

Según la Tabla 8, la mezcla que cumple los requerimientos es crudo Mansoya 80% /Dilx 20%.

En la caída de presión en el oleoducto para las mezclas tanto para la nafta como el Dilx según las Figuras 4 y 5 se distinguen tres (3) grupos; un grupo con altas concentraciones de diluyentes (60-90 %) donde la caída de presión es relativamente baja, alrededor de 90 Psi (375-285 Psi), un segundo grupo con rangos de concentración medios (30-50 %) de diluyente, la caída de presión tiene un valor mayor con respecto al primer grupo, con valores mayores a 260 Psi de caída de presión y una tercer grupo de mezclas donde las concentraciones de diluyente son bajas (10-20 %), la caída de presión es tan alta que a estas concentraciones no alcanzan a llegar a la batería Santa Ana. Este comportamiento no homogéneo en la caída de presión en el oleoducto indica que los cambios de la viscosidad en las mezclas no son uniformes, esto es debido a la reorganización química de los componentes, ya que se mezclan dos fluidos con gran diferencia en concentración de componentes entre pesados y livianos. Pero si se observa las mezclas entre los 2 crudos (Mansoya-Yurilla) en la Figura 3, el comportamiento de la caída de presión tiende a ser más uniforme debido a que el contenido en concentración de componentes es similar, por esta razón no se observan saltos o cambios bruscos en la caída de presión, indicando que la viscosidad varía de forma más equivalente.

RESULTADO DEL MODELAMIENTO DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS

Para el análisis de precipitación de asfaltenos se consideró que las mezclas cumplieran con la presión mínima requerida de 30 Psi en el comportamiento hidráulico a la entrada de la batería Santa Ana.

De las figuras obtenidas de las simulaciones se obtuvieron valores de precipitación de asfaltenos en porcentaje peso de las mezclas en un rango de presión máxima y mínima simulada en el oleoducto.

Se analizó el porcentaje de reducción de precipitación de asfaltenos de las mezclas con respecto al crudo Mansoya sin mezclarse (100 %).

Nota: No se hizo el análisis de precipitación de asfaltenos de la mezcla con Dilx debido a que su composición química de componentes es desconocida.

A continuación se ilustran los resultados obtenidos de la simulación con las mezclas y sus respectivas tablas resumen.

La Figura 6 ilustra el comportamiento de precipitación de asfaltenos en el rango de presión máxima y mínima durante el desplazamiento de las mezclas crudo Mansoya/crudo Yurilla por el oleoducto, esta figura también exhibe el comportamiento de precipitación de asfaltenos del crudo Mansoya sin mezclarse (100 %).

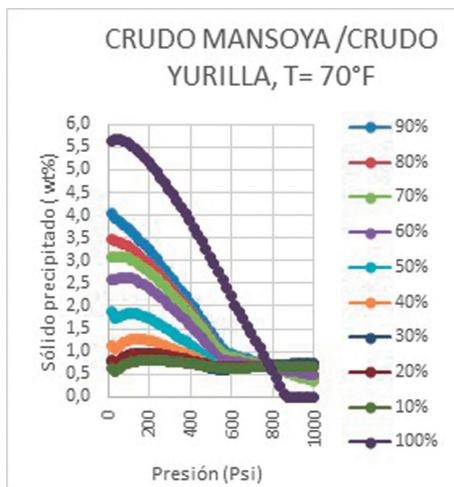


Figura 6. Porcentaje de sólido precipitado Vs Presión (crudo Mansoya/crudo Yurilla)

En la siguiente tabla se muestra un resumen de la información obtenida de la figura 6 con respecto a las mezclas que cumplen con los requerimientos técnicos y al crudo Mansoya sin mezclarse.

Tabla 9. Resumen precipitación de asfaltenos, mezcla crudo Mansoya/crudo Yurilla @ Pmín y Pmáx

% V/V	Sólido Precipitado P mín (wt%)	Sólido Precipitado Pmáx (wt%)	Reducción de sólido precipitado Pmín (%)	Reducción de sólido precipitado Pmáx (%)
10	0.62	0.7	89.0	80.6
20	0.75	0.78	86.7	78.3
30	0.78	0.74	86.1	79.4
40	1.12	0.85	80.1	76.4
50	1.86	1.04	67.0	71.1
100	5.63	3.6	N/A	N/A

El rango de presión en el que se obtuvieron los datos de la tabla 9 es de 15 Psi a 425 Psi.

De acuerdo con la Figura 6 se puede observar que las curvas que describen el comportamiento de precipitación de sólidos para las distintas mezclas conservan un patrón de comportamiento conforme a cambios en la concentración, pero no es característico del comportamiento generalizado de precipitación de asfaltenos mencionado anteriormente en la metodología

de este estudio, puesto que no presenta redisolución significativa de sólidos precipitados a presiones bajas y la cantidad de precipitados tiende a aumentar. Con respecto a los valores de la Tabla 9, para concentraciones de crudo Mansoya menores o iguales al 50%, la reducción de sólidos precipitados es mayor al 50% en el rango de presión comparada con el crudo Mansoya sin mezclarse. No obstante, basándose en el criterio de selección de mezcla en el análisis hidráulico, la mezcla crudo Mansoya 50% / crudo Yurilla 50% cumple con los requerimientos de presión y además reduce en alrededor de un 70% la precipitación de asfaltenos al ser comparada con el crudo Mansoya sin mezclarse.

La Figura 7 muestra el comportamiento de precipitación de asfaltenos para la distintas mezclas de crudo Mansoya/nafta donde se evaluó además de su cantidad de sólido precipitado a una presión máxima y mínima, un tercer valor donde se genera la máxima cantidad de precipitación de asfaltenos.

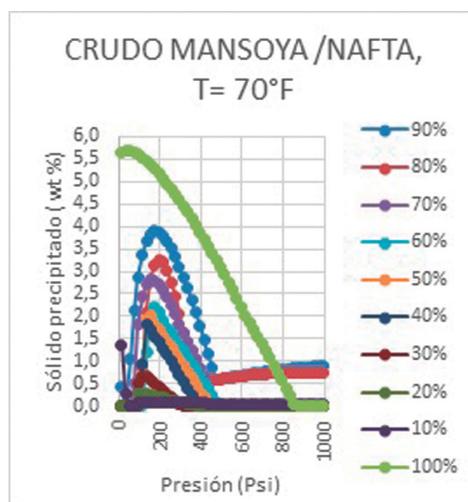


Figura 7. Porcentaje de sólido precipitado Vs Presión (crudo Mansoya/nafta)

En la siguiente tabla se revela la información obtenida de la Figura 7.

El rango de presión para obtener la información de la Tabla 10 es de 15 Psi a 420 Psi.

De acuerdo a la Figura 7 se puede identificar claramente que el comportamiento de las mezclas crudo Mansoya/nafta sí es característico del comportamiento generalizado de precipitación de asfaltenos, en el cuál se diferencia un inicio de sólidos precipitado, seguido de una máxima cantidad de sólido precipitado y posteriormente una disminución de sólido precipitado debido a la redisolución de componentes livianos.

Tabla 10. Resumen precipitación de asfaltenos, mezcla crudo Mansoya/nafta

% V/V	Sól. Prec. Pmín (wt%)	Sól. Prec. Pmáx (wt%)	Red. Sól. Pre. Pmín(%)	Red. Sól. Pre. Pmáx(%)	Máx Pre. Sól. (wt%)
10	1.36	0	75.8	100.0	0.07
20	0	0	100.0	100.0	0.29
30	0	0	100.0	100.0	0.68
40	0	0	100.0	100.0	1.82
50	0	0.19	100.0	94.9	2.03
60	0	0.53	100.0	85.8	2.09
100	5.63	3.73	N/A	N/A	N/A

Basándose en los valores de la Tabla 10, para concentraciones menores o iguales al 60% de crudo Mansoya la reducción de sólidos precipitados es aproximadamente del 100% en el rango de presión comparada con el crudo Mansoya sin mezclarse. El valor máximo de cantidad de precipitación de asfaltenos para las mezclas sirve de referencia para darse cuenta de que a mayor concentración de componentes pesados mayor es el porcentaje de sólidos precipitados, aunque si la presión cae, esta cantidad de precipitados disminuye. Con respecto al análisis hidráulico la relación de mezcla de crudo Mansoya 60%/ nafta 40% cumple con los requerimientos de presión y además reduce la cantidad de sólido precipitado comparado con el crudo Mansoya sin mezclarse en alrededor del 100%.

La curva de precipitación de asfaltenos para el crudo Mansoya sin mezclarse (100%) mostrado en las Figuras 6 y 7 tiene un comportamiento muy particular, y es que una vez se llega a la presión de inicio de precipitación, la cantidad de asfaltenos precipitados continúa incrementado sin tener redisolución de componentes, por lo tanto posee valores altos de precipitados. Esto es causado por su concentración alta de componentes pesados los cuales son ricos en el contenido de asfaltenos.

CONCLUSIONES

Las mezclas seleccionadas para aplicar el método de dilución sobre el crudo mansoya son: crudo Mansoya 50%/ crudo Yurilla 50%, crudo Mansoya 60%/Nafta 40% y crudo Mansoya 80%/ Dilx 20%.

Con respecto a las mezclas seleccionadas para los diferentes diluyentes en el análisis de pérdidas de presión en el oleoducto y los datos obtenidos de las propiedades medidas en el laboratorio especialmente la

viscosidad a una temperatura de 70° F, se obtuvieron los siguientes valores: la viscosidad para el crudo Mansoya sin mezclarse fue de 182907 cP, para la mezcla crudo Mansoya 50% / crudo Yurilla 50% fue de 1151 cP, para la mezcla crudo Mansoya 60% / nafta 40% fue de 1057 cP, para la mezcla crudo Mansoya 80% / Dilx 20% fue de 1123 cP. Por lo tanto, se puede inferir que el porcentaje de reducción de la viscosidad en función de los diluyentes al ser mezclados comparándolo con el valor de viscosidad del crudo Mansoya sin mezclarse y que cumpla con el requerimiento de presión a la entrada de la batería Santa Ana es del **99%** y además que la viscosidad óptima que debe tener el fluido en el oleoducto es en promedio **1110 cP**.

La variable clave en el modelamiento de precipitación de asfaltenos para las mezclas tanto del crudo Mansoya/ crudo Yurilla como para la del crudo Mansoya/nafta es el cambio generado en la concentración composicional. Con respecto a la figura 6, las curvas de precipitación de asfaltenos de las mezclas crudo Mansoya/crudo Yurilla ilustran una reducción uniforme de sólidos precipitados con respecto al comportamiento de precipitación de sólidos del crudo Mansoya sin mezclarse, esto es porque el crudo Yurilla tiene una composición similar de componentes al crudo Mansoya pero con menor grado en el contenido de componentes pesados como los asfaltenos. De acuerdo a la figura 7, las curvas de precipitación de asfaltenos para las mezclas del crudo Mansoya/ nafta muestran una considerable reducción de sólidos precipitados con respecto al crudo Mansoya sin mezclarse. La nafta al ser un fluido rico en componentes livianos desde el propano (C₃H₈) al hexano (C₆H₁₄) hace que se genere redisolución sobre los sólidos precipitados, además, debido al hecho de que la nafta tiene baja concentración de componentes pesados, es capaz entonces de proporcionarle al crudo Mansoya una reducción significativa de asfaltenos precipitados al ser mezclado.

REFERENCIAS

1. Akbarzadeh K., Hammami, A., Kharrat, A., Zhang, D., Allewnson, S., Creek, J., ...Solbakken, T. (2007). Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial. *OilField Review* 19(2), 24-47.
2. Escojido, D., Urribarri, O. & Gonzalez, J. (October 1991). Part 1: Transportation of Heavy Crude Oil and Natural Bitumen. *13th World Petroleum Congress*. Buenos Aires: World Petroleum Congress.
3. Goodreau, M. (2016). Modeling Heavy Oils.

PSIG Annual Meeting. Vancouver. Pipeline Simulation Interest Group.

Canadian International Petroleum Conference. Calgary: Petroleum Society of Canada. doi: 10.2118/2000-099-EA.

4. Guevara E., Ninez, G. & Gonzalez, J. (October 1997). Highly Viscous Oil Transportation Methods in the Venezuelan Oil Industry. *15th World Petroleum Congress*. Beijing: World Petroleum Congress.
5. Kohse B. F., Nghiem, L. X., Maeda, H., Onho, K. (October 2000). Modelling Phase Behaviour Including the Effect of Pressure and Temperature on Asphaltene Precipitation. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Brisbane: Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/64465-MS.
6. McIvor, D. (15 de June de 2011). Opportunities in Colombia's Extensive Heavy Oil Play Continue to Grow. Source: *IHS Markit*: <http://news.ihsmarkit.com/press-release/energy-power/opportunities-colombias-extensive-heavy-oil-play-continue-grow-says-ih-s-r>
7. Georgie, W. J. & Smith, P. C. (2012). The Challenges in Processing Heavy Oil. *SPE Heavy Oil Conference Canada*. Calgary: Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/157894-MS.
8. Yarranton H. (June 2000). Asphaltene Deposition.

NOMENCLATURA

°F	Unidad térmica Fahrenheit
%V/V	Concentración en porcentaje volumen
API	American Petroleum Institute
BPH	Unidad de caudal en barriles por hora
cP	Centipoise
cSt	Centistokes
Km	Unidad de longitud en kilómetros
m	Unidad de longitud en metros
mL	Mililitros
NR	Número de Reynolds
N/A	No aplica
Psi	Unidad de presión Pounds force per square inch
Q	Caudal
SARA	Saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos
T	Temperatura
wt%	Concentración en porcentaje peso

Recepción: 18 de abril de 2017

Aceptación: 2 de Junio de 2017