

**Diseño de un Modelo Experimental para Estimar el Comportamiento de las Propiedades de
Transporte de la Mezcla: Crudo–Condensado del Campo Lisama**

Luigi Jeisson Tami Rueda

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de

Magister en Ingeniería Química

Director

Ramiro Martínez Rey

Doctor en Ingeniería Química

Codirector

Leonardo Franco Sandoval

Magister en Ingeniería de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería Físico Químicas

Escuela de Ingeniería Química

Maestría en Ingeniería Química

Bucaramanga

2019

Contenido

	Pág.
Introducción	13
1. Objetivos	16
1.1 Objetivo General	16
1.2 Objetivos Específicos.....	16
2. Marco Teórico.....	17
2.1 Campo Lisama	17
2.2 Precipitación de Parafinas.....	19
2.2.1 Métodos de control y mitigación.	22
2.3 Condensados y Wat (Wax Appearance Temperature).....	25
2.4 Propiedades de Mezcla	28
2.5 Predicciones Termodinámicas	29
3. Metodología de Trabajo.....	31
3.1 Actividad 1: Selección de un Pozo del Campo Lisama.	32
3.2 Actividad 2. Recolección de Muestras de Crudo y de Condensado	33
3.3 Actividad 3. Preparación de Mezclas Crudo-Condensado	34
3.4 Actividad 4. Análisis Piano, Curvas de Destilación y Cromatografía de Gases.....	34

3.5 Actividad 5. Medición de Propiedades de Mezcla Crudo-Condensado	35
3.6 Actividad 6. Evaluación viscosidades de las mezcla crudo-condensado en Aspen Hysys.....	38
3.7 Actividad 7. Regresiones para las Propiedades de Mezcla Crudo-Condensado.....	39
4. Análisis de Resultados	42
4.1 Selección del Pozo Campo Lisama.....	42
4.2 Análisis Piano y Curvas de Destilación del Crudo Pozo 152	43
4.3 Composición Gases del Pozo 152.....	48
4.4 Propiedades Experimentales para la Mezcla Crudo-Condensado	50
4.4.1 Viscosidad cinemática.	50
4.4.2 Temperatura de pistón.....	54
4.4.3 Temperatura de fluidez.	55
4.5 Cálculo de las Propiedades de Mezcla en Aspen Hysys.....	58
4.6 Regresiones para las Propiedades de Mezcla Crudo-Condensado	68
5. Conclusiones	70
6. Recomendaciones	71
Referencias Bibliograficas	72
Apéndices.....	78

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Mapa de ubicación del campo Lisama.	18
Figura 2. Envolvente característico de la precipitación de ceras en un crudo.	21
Figura 3. Resultados de la limpieza mecánica de una tubería de crudo.	23
Figura 4. Adición de condensado al casing por medio de un tanque cisterna.	24
Figura 5. Diagrama de flujo describiendo las actividades de la metodología seguida en el desarrollo del trabajo de aplicación final.	31
Figura 6. Imágenes ilustrativas del procedimiento de medición del tiempo para la prueba pistón.	37
Figura 7. Imágenes ilustrativas del procedimiento de medición del tiempo para el punto de fluidez.	37
Figura 8. Imágenes ilustrativas del punto de fluidez en las mezclas al 30 y 35% de condensado.	38
Figura 9. Opciones seleccionadas en el módulo Fluid Property Package de Hysys.	39
Figura 10. Datos definidos para el assay del crudo pozo 152 campo Lisama.	40
Figura 11. Datos definidos para el assay del condensado tanque bala campo Lisama.	41
Figura 12. Equipo de mezclado mixer utilizado en las simulaciones en Hysys para la adición de condensado al crudo del pozo 152 campo Lisama. Las corrientes de salida de los mixer definen el porcentaje de condensado y la temperatura; así, “Mezcla 15-30” hace referencia a una corriente creada con 15% de condensado y que se encuentra a una temperatura de 30°C.	41

Figura 13. Porcentaje volumétrico del análisis PIANO de los condensados.	45
Figura 14. Contribución de compuestos %vol en la fracción de parafinas según resultados del Piano.	45
Figura 15. Contribución de compuestos %vol en la fracción de iso-parafinas presente en el crudo del pozo 152, según Piano.	46
Figura 16. Curva TBP de la fracción liviana del crudo pozo 152.....	46
Figura 17. Curva de destilación del crudo del pozo 152, indicando rendimientos de productos.	47
Figura 18. Composición porcentual de los gases del pozo 152, según carbonos totales.....	50
Figura 19. Resultados experimentales de la viscosidad cinemática mezclas crudo-condensado pozo 152.....	53
Figura 20. Cambios en la viscosidad de mezcla con la concentración.	54
Figura 21. Variación en la temperatura de pistón con el porcentaje de condensado en el crudo del pozo 152, determinadas visualmente con la prueba de desplazamiento del pistón.	56
Figura 22. Variación en el tiempo de caída del pistón con el porcentaje de condensado en el crudo del pozo 152, determinadas visualmente con la prueba de desplazamiento del pistón.	57
Figura 23. Variación en la temperatura de fluidez con el porcentaje de condensado en el crudo del pozo 152, determinadas visualmente con el respectivo ensayo.	57
Figura 24. Curva tiempo de fluidez vs composición condensado. Tiempo por inspección visual.	58
Figura 25. Curva de destilación para el flujo de condensado definida en Aspen Hysys.	59
Figura 26. Curva de destilación para el flujo de crupo pozo 152 definida en Aspen Hysys.	60
Figura 27. Rendimientos fracciones del condensado del tanque bala, según Aspen Hysys.	60
Figura 28. Rendimientos de diferentes fracciones para el crudo pozo 152, según Aspen Hysys.	60

Figura 30. Viscosidad cinemática experimental y predicha usando Hysys con Peng-Robinson para las mezclas crudo-condensado (continuación). La predicción considera correlaciones empíricas propias de Hysys.	62
Figura 31. Regla o índice de mezcla en Hysys. Esta regla de mezcla es denominada Refutas. ...	63
Figura 32. Valores experimentales y predichos para la viscosidad cinemática de mezclas crudo-condensado pozo 152 a 30 °C.....	66
Figura 33. Valores experimentales y predichos para la viscosidad cinemática de mezclas crudo-condensado pozo 152 a 40 °C.....	67
Figura 34. Valores experimentales y predichos para la viscosidad cinemática de mezclas crudo-condensado pozo 152 a 50 °C.....	67
Figura 35. Superficie ajustada para la viscosidad de las mezclas crudo-condensado.	69

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Aplicación criterios de selección en los pozos del campo Lisama.	43
Tabla 2. Resultados análisis PIANO para el crudo del pozo 152.	44
Tabla 3. Resultados análisis cromatográfico de los gases generados en el pozo 152.	49
Tabla 4. Comparación viscosidad cinemática experimental y predicha por Aspen Hysys usando el paquete termodinámico Peng-Robinson. PR-Hysys y PR-Refutas hacen referencia a la regla de mezcla utilizada en los cálculos de la viscosidad.	51
Tabla 5. Resultados prueba desplazamiento pistón en mezclas crudo-condensado del pozo 152.	56
Tabla 6. Resultados prueba de medición del punto de fluidez.	57
Tabla 7. Comparación viscosidad cinemática experimental y predicha por Aspen Hysys, usando diferentes paquetes termodinámicos con la regla de mezcla Refutas para la viscosidad.	65

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A. Curve Fitting Tool de Matlab para la regresión de la viscosidad cinemática de las mezclas crudo-condensado.	78

Resumen

Título: Diseño de un Modelo Experimental para Estimar el Comportamiento de las Propiedades de Transporte de la Mezcla: Crudo–Condensado del Campo Lisama*

Autor: Luigi Jeisson Tami Rueda**

Palabras clave: Condensados, Lisama, parafinas, ceras, viscosidad cinemática.

Descripción

El campo Lisama de Ecopetrol cuenta con 5 estaciones de recolección y separación primaria crudo-gas. Algunos de los pozos de Lisama presentan taponamiento de las líneas de tuberías de producción debido a la formación de depósitos de parafinas. Los costos diarios asociados con el taponamiento provocan una diferida de \$4000 USD diarios. Este taponamiento puede ser evitado o corregido por el uso de condensados generados en el mismo campo Lisama. Sin embargo, el contenido de condensados en la mezcla crudo-condensado después de una determinada fracción conlleva al aumento en los costos del proceso y puede conducir a la precipitación de asfaltenos. El presente documento analiza los principales resultados de un diseño experimental en laboratorio, dirigido a la determinación de la fracción de condensados adecuada para corregir la precipitación de parafinas en el pozo Lis-152. Según los resultados, las curvas experimentales de viscosidad cinemática para las mezclas crudo-condensado presentan un cambio de concavidad en el intervalo entre 25 y 30 %vol. Este cambio en la concavidad de la curva de viscosidad cinemática sugiere el inicio de la agregación de asfaltenos. Asimismo, la curva experimental de la temperatura de fluidez de las mezclas crudo-condensado presenta un cambio en la tendencia entre 15 y 25 %vol, lo cual es característico del fenómeno de dilución de flóculos de cera formados en el crudo. Con los anteriores resultados, la prevención de la precipitación de ceras en el pozo Lis-152 puede ser obtenida utilizando una cantidad de condensado equivalente al 20 %vol. Por otra parte, el programa Aspen Hysys reproduce las tendencias obtenidas para la viscosidad por medio del índice Refutas y los paquetes termodinámicos Peng-Robinson, Grayson Streed, SRK y NRTL. Los errores promedio de predicción en Aspen Hysys corresponden al 38%, subestimando la viscosidad cinemática experimental.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingeniería Físico Químicas. Escuela de Ingeniería Química. Director: Ramiro Martínez Rey, Doctor en Ingeniería Química

Abstract

Title: Design of a Experimental Model for Determining Transport Properties From Crude–Condensate Blending of Lisama Oil Field*

Author: Luigi Jeisson Tami Rueda**

Keywords: Condensates, Lisama, paraffins, wax, kinematic viscosity.

Description

Ecopetrol's Lisama oil field has 5 stations for crude recollection and gas separation. Some of the Lisama wells have undergone plugging in production lines, due to formation of wax deposits. Pipeline cleaning costs are at about USD \$ 4000 per day. Wax deposits can be avoided or corrected by the injection of condensates of the same field into the well casing. However, proportions of the crude-condensate blending after a determined fraction rise operating costs, as well as lead to asphaltenes precipitation. In this work, an experimental design was carried out in order to determine the appropriate fraction of crude-condensate blending for crude oil from Lis-152 well; this appropriate fraction would prevent wax deposits in the crude oil. According to results, kinematic viscosity curves for the crude-condensate blending exhibited concavity changes for proportions of condensates between 25 and 30 %vol. This change in concavity suggested the aggregation of asphaltenes in the crude oil. Likewise, pour point experimental curve for the crude-condensate mixtures showed a change in its tendency with condensate proportions between 15 and 25 %vol. This change suggested a process of wax dissolution in the blending. Accordingly, wax precipitation in Lis-152 crude can be avoided by the injection of condensates in a proportion of 20%vol. In addition, predictions for kinematic viscosity of crude-condensate mixtures were carried out in Aspen Hysys. Results from predictions were in agreement with experimental measurements. Average absolute errors for Aspen Hysys predictions by selecting Refutas index and the property packages Peng-Robinson, Grayson Streed, SRK and NRTL were at about 38%.

* Degree Work

** Chemical Physics Engineering School. School of Chemical Engineering. Director: Ramiro Martínez Rey, PhD in Chemical Engineering

Introducción

La situación actual en las reservas de petróleo ha dirigido la atención de las empresas exploradoras al desarrollo y aplicación de estrategias para el aumento del factor de recobro. En este sentido, la empresa colombiana de petróleos, Ecopetrol, actualizó sus objetivos corporativos direccionando su meta a la consecución de un Ebitda (*earning before interest, taxes, depreciation and amortization*) superior a \$30 USD/barril, por medio del incremento en el factor de recobro de sus pozos en producción. Gerencia Estratégica de Ecopetrol. Con esta estrategia, Ecopetrol incrementará su producción hasta un 2% anual, lo cual beneficiará al sector energético del país, con los dividendos aportados por la extracción de aproximadamente 870 kbpd (Kilo barriles por día) para el 2020.

La Vicepresidencia de Desarrollo y Producción de Ecopetrol cuenta con diferentes campos de producción en tres regionales. La regional Central tiene a su cargo el Campo Lisama, localizado en el margen oriental de la cuenca del valle medio del Magdalena (a 45 km de Barrancabermeja) (Ecopetrol, 2016). El activo Lisama tiene 5 estaciones de recolección y separación primaria líquido-gas; además posee una planta de deshidratación, con la cual el crudo adquiere las especificaciones de venta. Existe una característica desfavorable en algunos de los pozos de Lisama, la cual es la formación de precipitados de parafinas, con el correspondiente taponamiento de las líneas de tuberías de producción; esta formación se debe principalmente a que la temperatura de operación disminuye a valores por debajo del punto de nube del respectivo crudo (*cloud point*) (Brown *et al.*, 1994; Kruka & Cadena, 1995). Los costos diarios asociados con la salida por taponamiento de un pozo con 100 bpd de producción corresponden a \$3000

USD por ventas y \$1000 USD por puesta en servicio; es decir, este taponamiento provocaría una diferida de \$4000 USD diarios a Ecopetrol, tomando como base un precio para el crudo Brent de \$50 USD/barril y un costo de levantamiento de \$20 USD/barril.

Por otro lado, el crudo de los pozos del campo Lisama tiene una elevada proporción de hidrocarburos livianos; su gravedad API oscila entre 29° y 34°, mientras su viscosidad es de 19 cP a 30°C. Adicionalmente, el campo corresponde a un yacimiento de gas en solución, por lo cual presenta una alta relación gas-aceite (GOR, *Gas to Oil Ratio*), generando unos volúmenes importantes de gases asociados al proceso de extracción. Durante el proceso de compresión y transporte de estos gases se extrae cerca de 3% en peso de hidrocarburos líquidos (condensados con 78°API y 11 psi de presión de vapor Reid), los cuales son deshidratados y almacenados para su uso posterior. Estos condensados líquidos han sido utilizados como diluyentes naturales de crudos pesados evitando la formación de parafinas y facilitando su transporte, King & Cotney (1996); por ejemplo, los condensados recuperados en la refinería de Apiay han sido utilizados como diluyente en los pozos Castilla y Chichimene, lo cual ha producido un aumento en la producción, una disminución en las paradas del sistema de levantamiento artificial y ahorros significativos en los consumos de potencia eléctrica. Ecopetrol (2017)

La anterior aplicación del condensado motiva su uso como diluyente en el campo Lisama, lo cual conduciría a la reducción en la formación de cristales de parafinas con la consecuente disminución en la frecuencia de obstrucciones en las tuberías y en las diferidas de producción. Sin embargo, el uso de condensados puede conducir a la precipitación de asfaltenos². Desde luego, este fenómeno también depende de la temperatura y en menor grado de la presión del

sistema (Leontaritis, 1996). Con esto, es posible afirmar que los diagramas temperatura-composición de condensado orientarían sobre la fracción de condensado adecuada para evitar la precipitación de ceras, sin tener efectos colaterales negativos.

Con lo anterior, la proporción volumétrica de condensado de inyección (basada en la tendencia de la mezcla con la temperatura) debe ser determinada antes de su inyección ya sea en cabeza o en fondo de pozo; una proporción de condensados adecuada conllevará a una mejora en las propiedades de transporte del crudo y evitará la precipitación de cristales de parafinas en sartas y en tuberías de producción, redundando en beneficios económicos para la empresa.

El presente documento analiza los principales resultados obtenidos de la aplicación de un diseño experimental, dirigido a la determinación de tendencias y regresiones para las propiedades del crudo Lisama, según la fracción de condensados adicionados, así como a la comparación de los resultados experimentales de viscosidad cinemática con valores predichos por cálculos termodinámicos con Aspen Hysys. Asimismo, los valores experimentales son utilizados para la proposición de regresiones útiles para la interpolación del comportamiento de las mezclas crudo-condensado. La aplicación de los resultados expuestos en el presente documento permitirá establecer una operación con menores pérdidas de flujo por obstrucción en los tubos y mayores valores en la producción, contribuyendo al cumplimiento del enfoque de producción establecido en Ecopetrol.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Desarrollar modelos de regresión basados en datos experimentales que conduzcan a la predicción de las propiedades viscosidad cinemática, temperatura de pistón y punto de fluidez, según las proporciones de condensado adicionados al crudo del campo Lisama.

1.2 Objetivos Específicos

Aplicar protocolos experimentales de medición de la viscosidad cinemática, la temperatura de pistón y el punto de fluidez de mezclas crudo-condensado del campo Lisama.

Comparar los resultados experimentales de la viscosidad cinemática de mezclas de crudo-condensado con las predicciones basadas en modelos termodinámicos codificados en Aspen Hysys.

Proponer modelos de regresión útiles en la predicción de las propiedades de mezclas crudo - condensado del campo Lisama, a partir de los resultados experimentales.

2. Marco Teórico

2.1 Campo Lisama

El campo Lisama está localizado en el margen oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al suroeste de la cuenca de Provincia y al Noreste de los Campos La Cira e Infantas de ECOPETROL S.A., a 45 km de la ciudad de Barrancabermeja (Figura 1).

La estructura del campo Lisama corresponde con un anticlinal asimétrico, elongado, con su flanco oriental más desarrollado, limitado al oriente por la Falla Satélite o de Santa Elena, al occidente por la Falla de Peña de Oro, al norte por la Falla de la Salina y al sur por cabecero propio de los estratos sedimentarios, Ecopetrol (2014). La acumulación de hidrocarburos en el campo está relacionada con una trampa combinada de tipo estructural-estratigráfico.

El potencial de hidrocarburos del campo proviene del Terciario, principalmente de las formaciones Mugrosa y Colorado; el mecanismo de producción es gas en solución excepto en la parte noreste, en donde se combinan mecanismos como capa de gas, drenaje gravitacional, gas en solución y empuje por agua (Mayorga *et al.*, 2010).

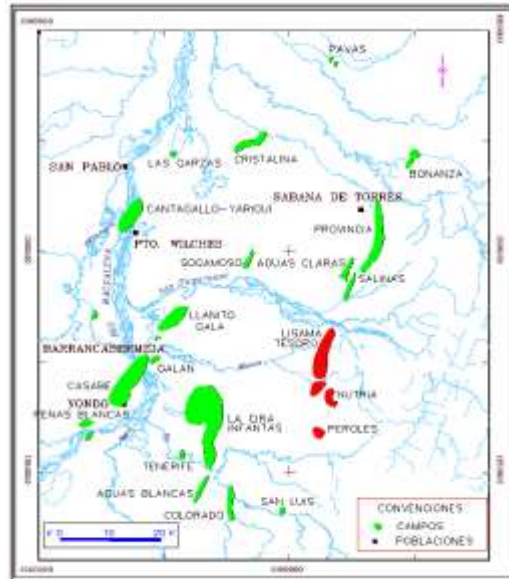


Figura 1. Mapa de ubicación del campo Lisama. Adaptado de: Ecopetrol, Plan de Referencial Anual 2014.

El bloque de producción Lisama está compuesto por cuatro áreas operativas denominadas: campo Lisama, campo Tesoro, campo Nutria y campo Peroles (Figura 1.1). El área Lisama tiene una producción acumulada de 64 millones de barriles de petróleo (MMBO), que equivale a un factor de recobro de 19.7% del crudo original en sitio estimado de 324.2 MMBO (Mayorga *et al.*, 2010). Más del 79% de la producción del área proviene del campo Lisama (50.4 MMBO, factor de recobro de 20.8%). Las reservas remanentes de hidrocarburo en el área presentan cuatro tendencias principales, hacia el norte donde están los pozos LISA0013 y LISA0019, occidente (corredor gasífero) donde se encuentra el pozo LISA0152, centro del campo Lisama donde está ubicado el pozo LISA0137 y al este del campo nutria donde se encuentra el pozo NUTR0015 (Mayorga *et al.*, 2010).

Los crudos del campo Lisama poseen una base prominentemente parafínica, por lo cual, la operación ha presentado inconvenientes relacionados con la precipitación de ceras o parafinas de alto peso molecular; Ecopetrol (2014) esta precipitación se ha evidenciado especialmente en la cabeza de pozo o *caising*, con las correspondientes alteraciones y pérdidas económicas en la producción. A las condiciones de producción, los gases y los compuestos livianos del sistema son extraídos en primera instancia, aumentando la temperatura de aparición de ceras en el crudo (WAT: *wax appearance temperature*) por alteración en la composición (Brown *et al.*, 1994); la expansión de los gases y compuestos livianos genera una disminución en la temperatura, lo cual puede conducir a la formación de parafinas (Brown *et al.*, 1994; Zhu *et al.*, 2008).

2.2 Precipitación de Parafinas

Las parafinas corresponden a mezclas de alcanos lineales de alto peso molecular que van desde C₁₅ hasta C₇₅₊. Estas parafinas contenidas en los crudos tienden a formar cristales y después precipitados a temperaturas iguales o inferiores al punto de nube (*cloud point*) o temperatura de aparición de ceras (WAT) (Aiyejina *et al.*, 2011; Wang & Hang, 2014). Los depósitos de parafina disminuyen el área de flujo, lo cual va en detrimento de la capacidad de transporte de crudo por el interior de las tuberías, afectando la seguridad e incrementando los costos de la operación. La formación de depósitos en una tubería de transporte de crudo puede ser inferida por medio de la disminución en la presión y en la temperatura del fluido (Wang & Hang, 2014). La formación de cristales de parafina sigue dos procesos, nucleación y crecimiento de los núcleos (Hammami & Raines, 1997). La nucleación en el crudo es generada debido a un impedimento en el movimiento de las parafinas (a consecuencia de una disminución en la

temperatura), lo cual conduce a la aparición de núcleos estables con características heterogéneas (incluyendo moléculas de asfaltenos, arcillas y productos de corrosión, entre otros). Posteriormente, nuevas moléculas de parafinas se adicionan a estos núcleos generando un crecimiento de los cristales. Con el crecimiento de una cantidad suficiente de núcleos, la fuerza motora creada por el gradiente de concentración transfiere los cristales de parafina desde el seno del crudo a las paredes de las tuberías, formando los depósitos correspondientes (Behbahani *et al.*, 2015; Giacchetta *et al.*, 2017).

La formación de depósitos de ceras o parafinas depende inicialmente de la composición del crudo, es decir, de la cantidad de las fracciones mayoritarias, las cuales son parafinas, naftenos, aromáticos, resinas y asfaltenos (McCain, 1990; Giacchetta *et al.*, 2017). Las parafinas incluyen los alcanos normales y los iso-alcanos o isoparafinas; estas últimas por sus características espaciales tienden a retardar la aparición de núcleos estables de ceras. Los naftenos corresponden a estructuras de anillos parafínicos, los cuales alteran, de manera similar que las isoparafinas, la estabilidad de los núcleos de parafinas y su posterior crecimiento en el crudo. Por otra parte, los aromáticos por su característica apolar mantienen las parafinas en solución, mientras que la fracción de resinas no exhibe una influencia aparente sobre la formación de cristales y la precipitación de parafinas. Contrario a los aromáticos, la fracción de asfaltenos induce el proceso de nucleación y crecimiento de núcleos, así como la formación de precipitados de parafinas (McCain, 1990). Aunque en algunos casos especiales, la influencia de los asfaltenos presentes, dependiendo de su concentración relativa, rango de polidispersión y naturaleza polar puede conducir a la inhibición en la formación de cristales y a la formación de depósitos de ceras (Hammami & Raines, 1997).

Otro factor de importancia en la aparición de cristales y depósitos de parafinas corresponde a la temperatura durante el transporte del crudo, la cual está asociada a la velocidad de enfriamiento (Giacchetta *et al.*, 2017). Una vez que el petróleo abandona el reservorio y fluye hacia la superficie, experimenta una disminución en su temperatura por gradientes geotérmicos, presencia de zonas de aguas frías y separación de compuestos livianos (del Carmen García *et al.*, 2000). Las parafinas precipitan del seno del crudo si la temperatura desciende hasta valores iguales o inferiores al punto de nube respectivo. La Figura 2 ilustra el diagrama PT característico de la deposición de ceras en un crudo. Según esta figura, la solubilidad de las ceras o parafinas está fuertemente influenciada por la temperatura, mientras que, por otro lado, la presión tiene poca influencia en este fenómeno. La precipitación de ceras en los crudos es considerada como un tema de termodinámica molecular de saturación (Leontaritis, 1996). Análogo a la aparición de rocío en el fenómeno de condensación, en un determinado estado termodinámico el petróleo se satura con moléculas de cera no disueltas, las cuales inician su precipitación.

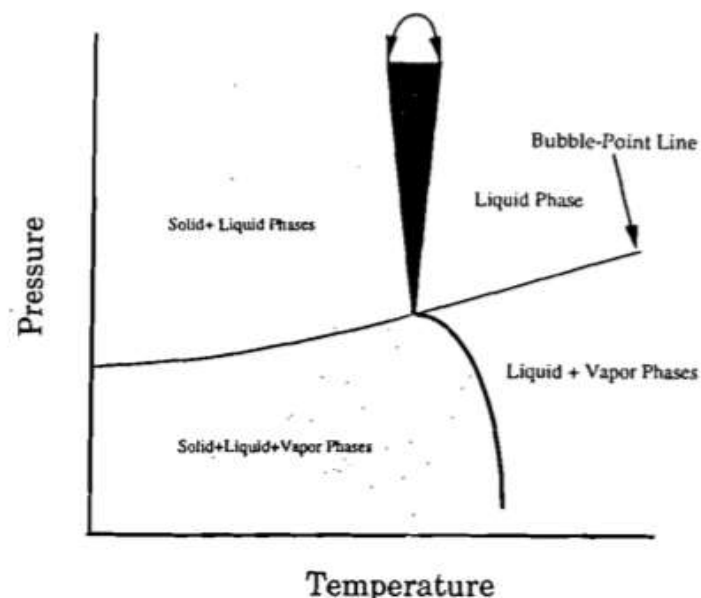


Figura 2. Envoltente característico de la precipitación de ceras en un crudo.. Adaptado de: Leontaritis, 1996.

La precipitación de ceras o parafinas posee sus diferencias según si el medio corresponde a crudo del petróleo o a condensados; un aumento de presión en el crudo aumenta la temperatura de aparición de los precipitados de parafinas, mientras que una disminución de la presión de vapor de los condensados puede presentar un aumento en la cantidad de parafinas precipitadas (efecto retrógrado) (Firoozabadi, 1999; Nichita *et al.*, 2001); inclusive, las parafinas pueden precipitar antes de la aparición de los vapores de condensado (Nichita *et al.*, 2001).

2.2.1 Métodos de control y mitigación. Los métodos de control y mitigación de la formación de precipitados de ceras reportados en la literatura son (Aiyejina *et al.*, 2011; Thota & Onyeonuna, 2016):

a) Tratamientos térmicos. Este es el método más popular utilizado en la remoción de ceras precipitadas en tuberías. El sistema es expuesto a un calentamiento mediante un líquido a temperatura elevada (aceite caliente o agua caliente) que se hace circular por dentro de la tubería; la capacidad de disolución decrece a medida que sube desde el pozo hacia el exterior, por lo cual se deben utilizar cantidades apreciables de líquido caliente. Asimismo, aditivos como surfactantes o dispersantes pueden ser requeridos para ayudar en el proceso de disolución de las ceras.

También, dentro de esta clasificación se encuentra el método de calentamiento directo de la tubería. Este método utiliza una gran cantidad de corriente eléctrica a través de las paredes exteriores de la tubería. El calentamiento de la tubería y del crudo se produce debido al efecto Joule, manteniendo la temperatura del crudo por encima de su punto de nube y unos grados por

encima de la temperatura ambiente. Entre los equipos utilizados para el calentamiento directo están el calentador resistivo de pozo, el sistema de calentamiento dieléctrico y el sistema resistivo a la frecuencia de 60 Hz.

b) Tratamientos mecánicos. Estos tratamientos utilizan un objeto que viaja por dentro de la tubería, removiendo los depósitos de cera por acción mecánica. La Figura 3 ilustra el resultado de una operación de remoción utilizando un objeto denominado marrano (*pig*). Dependiendo de la clase de crudo y de las condiciones de operación, la frecuencia de aplicación del tratamiento correctivo utilizando marranos puede variar entre 2 a 3 días o entre 3 a 4 meses. Una característica de los marranos es que poseen pequeños orificios por entre los cuales circula la parte líquida del crudo, mientras las parafinas y otros depósitos son empujados hasta la superficie del pozo. Una operación de tratamiento mecánico puede requerir el uso de varios marranos en serie. Dependiendo de la dureza de los depósitos, el material de construcción de los marranos varía desde polímeros como el poliuretano hasta metales como el acero.



Figura 3. Resultados de la limpieza mecánica de una tubería de crudo.. Adaptado de: Thota & Onyeonuna, 2016

c) Inhibición Química. Consiste en la inyección de solventes, surfactantes o dispersantes al crudo para prevenir la formación de precipitados. En términos de desempeños, la inhibición química corresponde al tratamiento con mejores resultados en la prevención y remediación de los depósitos de ceras. Sin embargo, este tratamiento también reporta costos superiores a los demás; por esto, en la mayoría de los pozos, los tratamientos térmicos son utilizados en primera instancia antes de aplicar la inhibición química.

Entre los solventes con menos impacto ambiental utilizados en este tratamiento se encuentran queroseno, diésel, xileno, tolueno y mezclas entre estos. Otro de los diluyentes utilizados corresponde a los condensados obtenidos de los mismos pozos; algunos de estos condensados poseen una composición PIANO con una cantidad suficiente de parafinas y aromáticos para redissolver las parafinas precipitadas en la cabeza de pozo (ver King & Cotney, 1996). Estos condensados corresponden a una opción atractiva debido a su poder de disolución y a su bajo costo comparado con los otros solventes. La Figura 4 ilustra el acople de un carro cisterna para la inyección de condensados en el *casing* de un pozo.

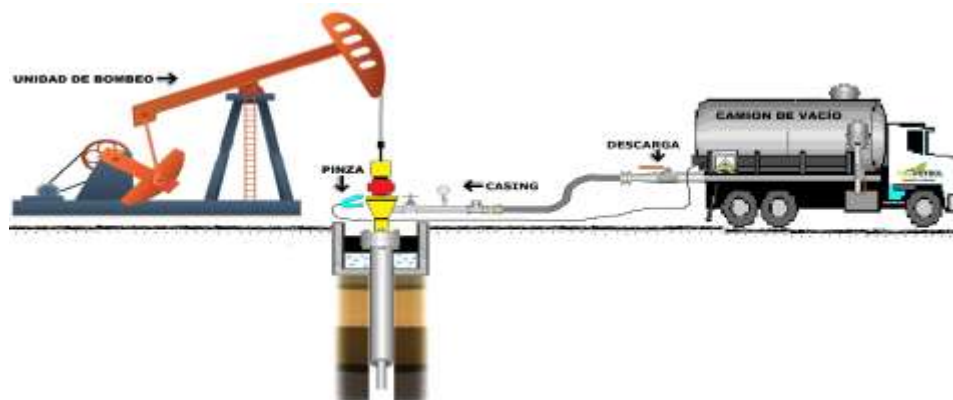


Figura 4. Adición de condensado al *casing* por medio de un tanque cisterna. Adaptado de: Ecopetrol, Procedimiento para Circulación de Condensado, 2017.

Por su parte, los surfactantes y dispersantes son utilizados en bajas proporciones y pueden ser utilizados de manera concomitante con el tratamiento químico o tratamiento térmico con aceite o agua calientes. Estos agentes contribuyen con la eficiencia de los tratamientos al mejorar el contacto con el crudo (para el caso de agua caliente) y dispersar las ceras para evitar la reprecipitación.

d) Otros tratamientos. Entre los tratamientos menos utilizados para la corrección de los depósitos de ceras se tienen tubería recubierta por vacío, tratamientos microbiológicos e inhibición magnética. La tubería recubierta por vacío disminuye su pérdida de calor por medio de una capa al vacío entre dos tuberías, en donde la interna transporta el crudo. Por su parte, el tratamiento microbiológico consiste en la utilización de bacterias que descomponen las fracciones pesadas de hidrocarburos en fracciones livianas, conduciendo a un aumento en la solubilidad de las parafinas por reducción en la tensión superficial. Aunque este tratamiento también mitiga la corrosión en tuberías y equipos, su aplicación está condicionada a la habilidad del inóculo para sobrevivir y adaptarse a las condiciones del medio. Por último, la inhibición magnética aplica un campo magnético, lo cual conduce a una alteración en las propiedades reológicas del crudo resultando en una inhibición de la precipitación de parafinas.

2.3 Condensados y Wat (Wax Appearance Temperature)

Los condensados hacen referencia a la porción de hidrocarburos livianos en fase gaseosa, a las condiciones de salida del pozo, que pueden pasar a fase líquida por enfriamiento a las condiciones ambientales. Las condiciones de producción del crudo causan la pérdida de

condensados, alterando la composición del petróleo en el pozo, lo cual conduce a una disminución en la solubilidad de las ceras de parafinas (Zhu *et al.*, 2008). Estos condensados poseen una distribución de pesos moleculares que incluyen parafinas desde C_4 a C_{12} y compuestos nafténicos y aromáticos de bajo peso molecular (King & Cotney, 1996).

Mills, 1923, Reistle & Blade, 1932, y Wright, 1953, se encuentran entre los primeros autores que referencian el uso de solventes, particularmente fracciones de gasolina y kerosene, en el tratamiento de los depósitos de parafina y su aplicación en campo. Wright, 1953, además recomienda el uso de agua fresca con los solventes en caso de depósitos gruesos y con gran adherencia a las superficies internas de las tuberías. Referencias posteriores encontradas en la literatura abierta continuaron ensayando diferentes tipos de solventes y formulaciones, incluyendo condensados y otras fracciones livianas del petróleo (Uren, 1953; Woo *et al.*, 1983; Strub, 1989; Thierheimer, 1990). La literatura encontrada en la década de los 90 incluye pruebas de laboratorio tendientes a la explicación del efecto de los condensados en la formación y precipitación de parafinas en el crudo.

Los condensados disueltos en un crudo disminuyen la WAT (Leontaritis, 1996; Labes-Carrier *et al.*, 2002; Brown *et al.*, 1994; Derakhshan & Shariati, 2012); Pan *et al.*, 1997, reportan que la WAT puede disminuir aproximadamente 15 K cuando un crudo experimenta un incremento en su contenido de livianos a causa de una compresión desde presión atmosférica hasta una presión de 100 bar; estos autores también reportan que sin el incremento en el contenido de livianos, el aumento en la presión conlleva a un aumento en la WAT de aproximadamente 1.5 K por cada 100 bar. La afectación de la WAT por disolución de condensados depende principalmente de la

composición del crudo; Wang & Dong en 1995, basados en la influencia de la distribución del número de carbonos en el punto de fluidez, reportaron que la presencia de parafinas livianas mantiene el punto de fluidez bajo, incluso en crudos con una importante cantidad de componentes pesados. Lo anterior es confirmado por Pan *et al.*, 1997, los cuales muestran la tendencia en el punto de nube de mezclas entre un crudo liviano parafínico y parafinas livianas desde C_1 a $n-C_{15}$. La tendencia en el punto de nube reportada por Pan *et al.* presenta una concaviidad (un mínimo) con la variación en el peso molecular de las parafinas livianas en la mezcla; con esto, el punto de nube primero decrece y luego se incrementa con el aumento en el peso molecular de la parafina liviana. En este mismo sentido, King & Cotney, 1996, reportan que la adición de condensado, según su composición, puede promover la precipitación de asfaltenos en el crudo, con lo cual, pruebas de laboratorio como contenido de aromáticos, solubilidad y tendencia a formar emulsiones, son requeridas para verificar los beneficios del uso de condensados en el sistema.

Asimismo, García & Urbina, 2003, basadas en mediciones del punto de nube en mezclas crudo-crudo y crudo-condensado afirman que a mayor cantidad de parafinas livianas y a mayor amplitud en el rango de pesos moleculares menor es el riesgo de precipitación de parafinas. Según García & Urbina, estas dos variables, concentración de parafinas livianas y amplitud de pesos moleculares, impactan en mayor medida el punto de fluidez que el punto de nube. También, García & Urbina reportan que las mezclas crudo-condensado analizadas presentaron una reducción significativa en el punto de nube y un aumento en la fluidez referentes al crudo de partida, sin exhibir floculación de asfaltenos; de otro lado, la floculación de asfaltenos fue

detectada en diferentes mezclas crudo-crudo debido a posibles incompatibilidades entre los fluidos.

2.4 Propiedades de Mezcla

El petróleo varía apreciablemente en sus propiedades de acuerdo al origen y la relación de los diferentes componentes constituyentes. Asimismo, la presencia de cristales y precipitados de parafina afectan los valores de diferentes propiedades como la viscosidad cinemática, el punto de nube y el punto de fluidez.

- a) Viscosidad. A temperaturas por encima del punto de aparición de las parafinas, el crudo parafínico exhibe un comportamiento reológico de tipo Newtoniano. Sin embargo, con la precipitación de parafinas, la viscosidad del crudo se incrementa, dando lugar a un cambio a la reología de tipo no Newtoniana (Li & Zhang, 2003). Estos cambios son medidos en términos de la viscosidad cinemática, la cual ha mostrado su correlación con la cantidad de ceras precipitadas (Majhi et al., 2015; Sutton & Bergman, 2012). La viscosidad cinemática es medida utilizando los protocolos de la norma ASTM-D445.
- b) Punto de nube. Esta propiedad, también conocida como temperatura de aparición de parafinas (WAT), es definida como el punto en donde 0.02 % mol de parafinas son precipitadas del seno del crudo (ASTM Test Methods D-2500); la probabilidad en la aparición de precipitados de parafinas es favorecida por un valor elevado del WAT. La aparición de depósitos de parafinas transforma el crudo en un sistema multifásico, distinguiendo una fase sólida, otra líquida y otra en donde se encuentran los cristales de

parafina (Villazon and Civan, 2009). El valor del punto de nube indica cuan parafínico es un crudo; un valor elevado en el punto de nube es característico de un crudo tipo parafínico, mientras un valor bajo de esta propiedad indica un crudo tipo aromático, nafténico o craqueado (Leontaritis, 1995).

- c) Punto de fluidez. El punto de fluidez del petróleo es la temperatura más baja a la cual se observa movimiento bajo las condiciones de la prueba (ASTM Test Methods D-97). El punto de fluidez indica la cantidad de parafinas de cadena larga encontradas en el petróleo (Majhi et al., 2015). Los crudos parafínicos usualmente tienen altos contenidos de ceras. La manipulación y el transporte de petróleo son difíciles a temperaturas por debajo del punto de fluidez. Las *n*-parafinas de cadena larga van desde los 15 hasta 75 átomos de carbono y precipitan a temperaturas cercanas a la ambiente. En destilados intermedios, menos del 1% de parafinas pueden ser suficientes para causar la solidificación de los combustibles.

2.5 Predicciones Termodinámicas

Diferentes modelos matemáticos han sido desarrollados para la predicción de la aparición de cristales y depósitos de parafina en las tuberías. Un modelo con resultados confiables debe considerar tanto la termodinámica (precipitación) como la hidrodinámica y la transferencia de calor (formación de depósitos); un modelo que considere la suposición de variación de los gradientes de concentración y temperatura de manera independiente conlleva a errores en sus predicciones (Aiyejina et al., 2011).

Desde el punto de vista termodinámico, la predicción de propiedades de equilibrio con la aparición de precipitados de parafina puede ser realizada por medio de dos aproximaciones, la de solución sólida y la multifásica (Nichita *et al.*, 2001).

En el modelo de solución sólida, la suposición aplicada corresponde a que todos los componentes en la fase sólida son solubles sin importar la proporción; lo anterior conduce a modelar el equilibrio vapor-líquido con una EOS (*equation of state*) y el equilibrio líquido-sólido usando coeficientes de actividad (Dalirsefat & Feyzi, 2007). Por otra parte, la aproximación multifásica asume que los precipitados constituyen fases sólidas individuales inmiscibles con otras fases sólidas; esta aproximación modela los equilibrios de fase utilizando una única EOS, representando la no idealidad entre las fases sólidas por medio de la relación entre los coeficientes de fugacidad (Lira-Galeana *et al.*, 1996; Dalirsefat & Feyzi, 2007).

3. Metodología de Trabajo

La metodología seguida durante el desarrollo del presente trabajo de aplicación final es presentado en la siguiente figura.

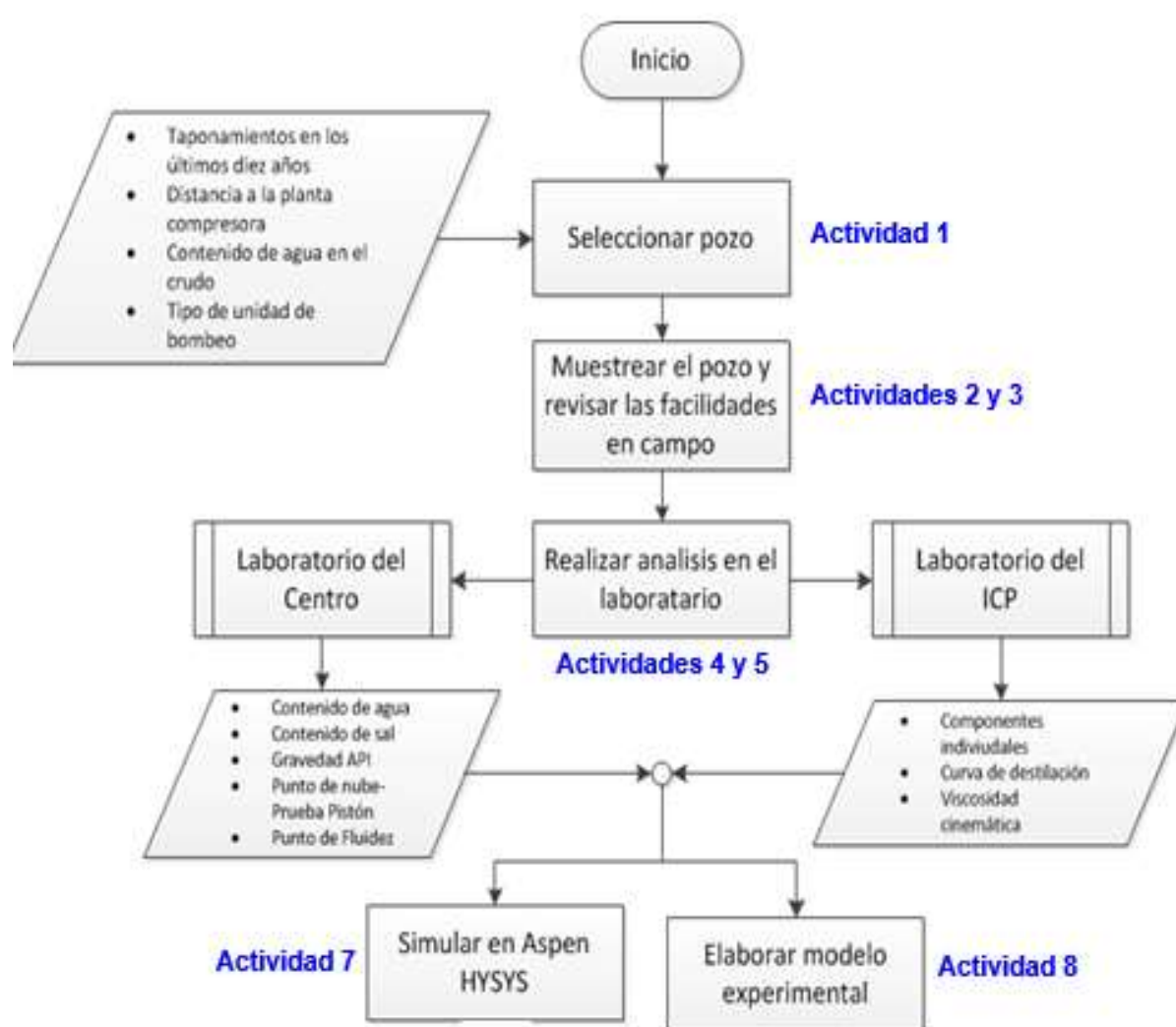


Figura 5. Diagrama de flujo describiendo las actividades de la metodología seguida en el desarrollo del trabajo de aplicación final.

3.1 Actividad 1: Selección de un Pozo del Campo Lisama.

El pozo del campo Lisama seleccionado para la determinación experimental de las propiedades en mezclas crudo-condensado fue especificado según los criterios de cantidad de taponamientos presentados en los últimos 10 años, cercanía a la planta compresora de condensados, promedio anual de contenido de agua y tipo de unidad. Cada criterio fue ponderado así:

- Cantidad de taponamientos en los últimos 10 años: El pozo que más veces se haya taponado por parafinas en los últimos diez años recibirá una calificación de 10 puntos y en orden descendente cinco y un punto los siguiente pozos. Estos taponamientos han sido en su mayoría causados por precipitación de parafinas; los taponamientos conllevan a una pérdida económica por desabastecimiento de crudo y por requerimiento de procedimientos correctivos que pueden tardar días.
- Cercanía a la planta compresora: Este criterio considera el costo de transporte del condensado para su inyección en el campo Lisama. Los tanques cisterna deberán transportar el condensado frecuentemente para su inyección en cabeza de pozo; se requerirán varios viajes del tanque cisterna, con la correspondiente elevación del contrato de transporte que asumirá Ecopetrol. El pozo que esté más cerca al tanque de almacenamiento de los condensado de la planta compresora recibirá una calificación de 10 puntos y en orden descendente cinco y un punto los siguientes pozos.
- Promedio anual de contenido de agua: El contenido de agua, reportado en el assay de crudos como BSW (basic sediment and water), disminuye el efecto de dilución de los condensados sobre las parafinas. El agua puede formar una emulsión con el condensado adicionado, disminuyendo de esta forma la eficiencia del proceso de dilución. Por lo anterior, el pozo

que tenga el menor BSW recibirá una calificación de 10 puntos y en orden descendente cinco y un punto a los siguientes pozos.

- Tipo de unidad: el tipo de unidad de levantamiento incide en la facilidad con la cual se inyectan los condensados en la cabeza de pozo. La ponderación de este criterio se fundamenta en que la inyección de condensados se realiza con mayor facilidad en un sistema que posea bombeo mecánico. El pozo que tenga unidad de bombeo mecánico recibirá una calificación de 10 puntos, el que tenga una unidad de bombeo de cavidades progresivas 5 puntos y cualquier otro tipo de unidad un punto.

La suma de las puntuaciones obtenidas de la consideración de los anteriores criterios permitió la selección del pozo del campo Lisama, con el menor consumo de recursos y mayor beneficio de la aplicación de la inhibición de la formación de parafinas por inyección de condensados.

3.2 Actividad 2. Recolección de Muestras de Crudo y de Condensado

Diferentes muestras de crudo fueron recolectadas por medio de la facilidad de la línea del pozo seleccionado; el volumen de cada muestra recogida de crudo fue de 16 L. Asimismo, diferentes muestras de 4 L de condensado fueron extraídas del respectivo tanque de almacenamiento. Las muestras recogidas fueron rotuladas en el sitio de la toma muestra, transportadas y almacenadas en el laboratorio de “El Centro”, según los procedimientos establecidos por Ecopetrol.

3.3 Actividad 3. Preparación de Mezclas Crudo-Condensado

Las mezclas crudo-condensado fueron preparadas considerando los porcentajes de condensado de 5, 10, 15, 20, 25, 30 y 35% en volumen. Cada mezcla fue preparada utilizando material volumétrico aforado y un agitador Ultra Turra. El volumen total por mezcla fue especificado en 2 L, con la respectiva concentración de condensado; estas mezclas fueron rotuladas y almacenadas en una nevera de laboratorio a una temperatura -50 °C.

3.4 Actividad 4. Análisis Piano, Curvas de Destilación y Cromatografía de Gases

La mayoría de las pruebas fueron efectuadas en las instalaciones del Laboratorio de crudos de “El Centro”. La prueba PIANO fue efectuada en los laboratorios del Instituto Colombiano del Petróleo –ICP–; el protocolo seguido por el ICP fue ejecutado con 5 g de crudo, al cual se adicionaron 0.1 g de MEK (metil etil cetona) como estándar Interno; la mezcla fue inyectada al cromatógrafo Agilent 6890 con detector FID, con prefraccionador en el inyector, siguiendo el procedimiento establecido para el análisis detallado de hidrocarburos (PIANO, ASTM D-7900). Asimismo, la curva de destilación del crudo se realizó en el Laboratorio de Inspección de Calidad de la Refinería de Barrancabermeja. Complementariamente, los gases recolectados del pozo 152 fueron caracterizados en el laboratorio de El Centro, por medio de cromatografía de gases.

3.5 Actividad 5. Medición de Propiedades de Mezcla Crudo-Condensado

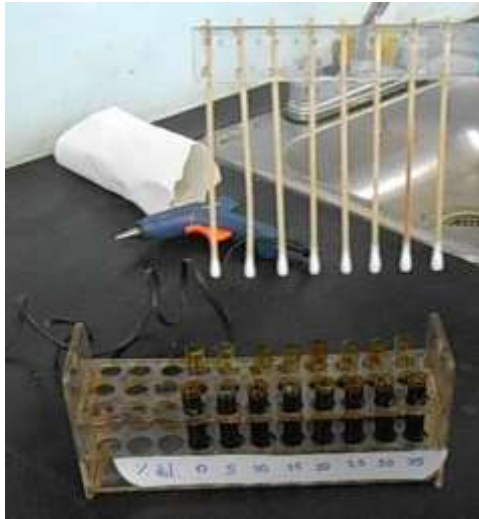
Las viscosidades cinemáticas a las temperaturas de 30, 40 y 50 °C fueron medidas para las diferentes concentraciones en mezclas de crudo-condensado, desde 0 hasta 35 % con incrementos de 5 %vol de condensado; estas mediciones fueron efectuadas en los laboratorios del Instituto Colombiano del Petróleo, ICP, siguiendo los protocolos definidos en la ASTM-D445.

Por su parte, la prueba de la temperatura de pistón consistió en simular las condiciones mecánicas de la bomba de subsuelo en el fondo del pozo; con esto es posible determinar una temperatura para la cual se evita la adherencia del crudo en la bomba del subsuelo. En esta prueba, la sarta de tuberías y la válvula de subsuelo se encuentran representados por unos hisopos, mientras que el tubing del pozo (unidad de bombeo mecánico) se encuentra representado por tubos de ensayo con 3 mL de mezcla crudo-condensado a diferentes concentraciones; la Figura 2.2a ilustra los materiales utilizados durante la prueba. Los hisopos son introducidos en los tubos evitando su contacto permanente con las paredes de vidrio y posteriormente, el sistema es llevado a una nevera para su enfriamiento a -27 °C por un tiempo de 2 horas para alcanzar una temperatura por debajo del punto de fluidez; con esto es posible asegurar un estado sólido para el crudo. Después del enfriamiento, el sistema es retirado de la nevera y puesto en condiciones ambientales. Los hisopos adheridos a las mezclas crudo-condensado son elevados para contabilizar los tiempos de caída de los tubos de ensayo; las temperaturas de caída también son contabilizadas durante la prueba. La Figura 6 (b) ilustra los resultados de la prueba con la caída de 4 tubos con mezcla crudo-condensado de diferente

concentración que se encontraban adheridos a los respectivos hisopos. Es importante mencionar que esta prueba fue diseñada y desarrollada en el presente trabajo, por lo cual no se han encontrado reportes previos de su aplicación en la literatura abierta.

De otro lado, en la prueba de medición del punto o temperatura de fluidez, diferentes tubos de ensayo son llenados con 5 mL de las mezclas conteniendo los porcentajes de condensado. Al igual que para la temperatura de pistón, los tubos de ensayo son enfriados en una nevera a $-27\text{ }^{\circ}\text{C}$ durante dos horas. Después de este tiempo, los tubos dispuestos en una regleta son volteados e introducidos en vasos de precipitados como se ilustra en la Figura 7. Tan pronto como alguna de las muestras comienza a fluir, su temperatura y tiempo son medidos y reportados durante el ensayo; la Figura 8 presenta la fluidez de las muestras con contenido de condensados de 30 y 35%.

Cada prueba de laboratorio para las propiedades viscosidad cinemática, temperatura de pistón y punto de fluidez fue realizada por triplicado sobre cada muestra (se repitieron tres veces y se tomó el promedio), excepto el análisis PIANO y la curva de destilación, las cuales fueron medidas solo una vez. El contenido de sal y agua presentes en los crudos del campo Lisama fueron obtenidos de los respectivos reportes periódicos de control.



(a) Preparación prueba

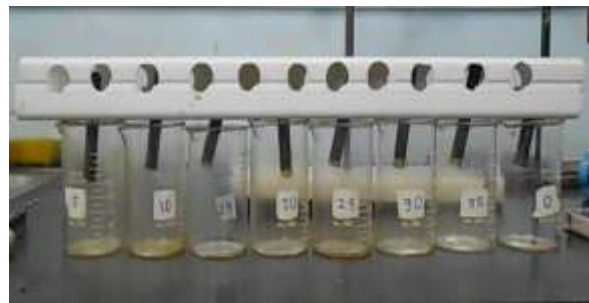


(b) Ejecución prueba

Figura 6. Imágenes ilustrativas del procedimiento de medición del tiempo para la prueba pistón.



(a) Preparación prueba



(b) Inicio de la prueba

Figura 7. Imágenes ilustrativas del procedimiento de medición del tiempo para el punto de fluidez.

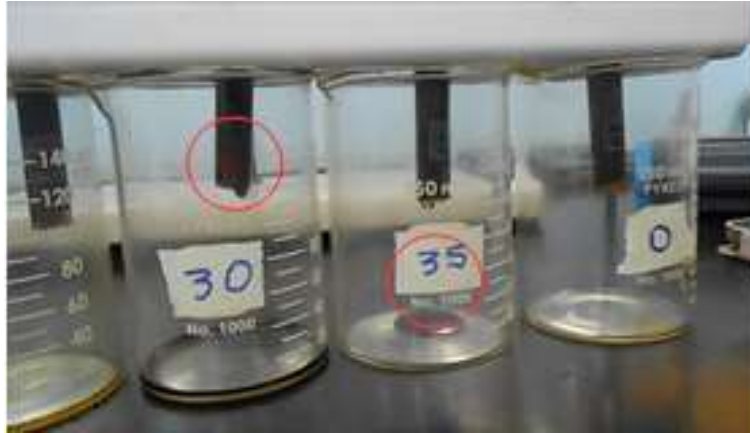


Figura 8. Imágenes ilustrativas del punto de fluidez en las mezclas al 30 y 35% de condensado.

3.6 Actividad 6. Evaluación viscosidades de las mezcla crudo-condensado en Aspen Hysys.

La propiedad viscosidad cinemática de las mezclas crudo-condensado fue estimadas por medio de diferentes modelos termodinámicos según los códigos de Aspen Hysys; una de estos modelos fue la ecuación de estado de Peng-Robinson, la cual junto, con sus variaciones, han sido utilizadas en diversos trabajos en la descripción del equilibrio de fases para la predicción de la WAT (ver Derakhshan & Shariati, 2012). Los modelos termodinámicos fueron especificados en la sección *Property Package* (Figura 2.5). Las corrientes de crudo y de condensado fueron especificadas en el módulo *Petroleum assays*, definiendo las propiedades globales, los componentes livianos y la curva de destilación de las fracciones a partir de 33 °C, según lo muestran las Figuras 2.6 y 2.7, respectivamente. En el PFD, dos corrientes, una de crudo y otra de condensado fueron definidas según las condiciones de experimentación. Las mezclas crudo-condensado fueron definidas en sus proporciones volumétricas por medio del equipo *mixer*; la inyección del condensado en el crudo, ya sea en fondo de pozo o en cabeza de pozo, se encuentra representada en la simulación por medio de este objeto *mixer*. la Figura 2.8 ilustra el objeto

mixer utilizado en la generación de mezclas crudo-condensado. En esta figura, las corrientes de salida del *mixer* cuentan con una etiqueta que define la proporción volumétrica de condensado y la temperatura a la que se encuentra la corriente; de esta forma la corriente de salida del MIX-100 denominada “Mezcla 15-30” es generada con un 15%vol de condensado y se encuentra a una temperatura de 30°C.

Options	
Enthalpy	Property Package EOS
Density	Costald
Modify Tc, Pc for H2, He	Modify Tc, Pc for H2, He
Indexed Viscosity	HYSYS Viscosity
Peng-Robinson Options	HYSYS
EOS Solution Methods	Cubic EOS Analytical Method
Phase Identification	Default
Surface Tension Method	HYSYS Method
Thermal Conductivity	API 12A3.2-1 Method

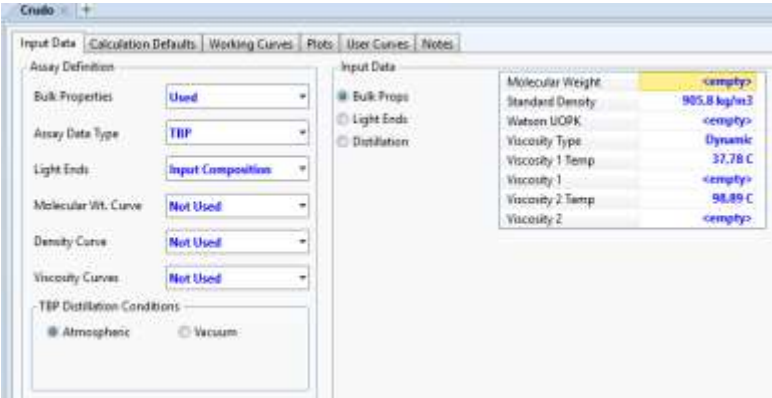
Figura 9. Opciones seleccionadas en el módulo *Fluid Property Package* de Hysys.

3.7 Actividad 7. Regresiones para las Propiedades de Mezcla Crudo-Condensado

Los datos experimentales de propiedades de mezcla fueron utilizados para la proposición de modelos de regresión según la fracción de condensado. Diferentes modelos de regresión fueron propuestos para cada propiedad; los modelos de regresión finales fueron seleccionados según los valores correspondientes de raíz del error cuadrático medio (*RMSE*) y el coeficiente de determinación (R^2), según,

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum (y_i - \tilde{y}_i)^2}{n}}, \quad R^2 = 1 - \frac{\sum (y_i - \tilde{y}_i)^2}{\sum (y_i - \bar{y})^2}$$

Donde, y_i , $\tilde{y}_i$, $\bar{y}$, n corresponden, respectivamente, al valor de la propiedad experimental para la muestra i -ésima, el valor obtenido con el modelo de regresión para la propiedad, el promedio muestral de la propiedad y el número de muestras utilizadas. Las regresiones y el análisis gráfico fueron efectuados según los códigos correspondientes del software MATLAB, licenciado para Ecopetrol. Para esto, la aplicación *Curve Fitting Toolbox* (Anexo) que se encuentra en la pestaña *APPS* fue utilizada, definiendo las variables de las dimensiones x , y , z por medio del *Workspace*.



(a) Propiedades Globales

Light Ends	Composition	NBP [C]	
Ethane	1.300e-002	-88,60	
Propane	0.4990	-42,10	
n-Butane	0.0000	-0,5020	
n-Pentane	0.0000	36,06	
n-Hexane	0.0000	68,73	
n-Heptane	1.375	98,43	
i-Butane	0.3760	-11,73	
i-Pentane	0.0000	27,88	

(b) Componentes livianos, %vol

Assay Percent	Temperature [C]
0.0000	33,60
5.000	74.90
10.00	108.2
20.00	142.5
30.00	190.9
40.00	242.0
50.00	293.4
60.00	344.3
70.00	405.4
80.00	466.6
90.00	564.4
95.00	633.7

(c) Datos destilación

Figura 10. Datos definidos para el assay del crudo pozo 152 campo Lisama.

(a) Propiedades Globales

Light Ends	Composition	NBP [C]
Ethane	0,0000	-88,60
Propane	0,1200	-42,10
n-Butane	0,0000	-0,5020
n-Pentane	0,0000	36,06
n-Hexane	0,0000	68,73
n-Heptane	5,737	98,43
i-Butane	1,269	-11,73
i-Pentane	0,0000	27,88

Assay Percent	Temperature [C]
0,0000	-33,01
5,000	6,530
10,00	18,09
15,00	20,94
20,00	26,67
25,00	38,19
30,00	62,35
35,00	68,81
40,00	69,99
45,00	80,66
50,00	80,24
55,00	91,90
60,00	98,24
70,00	110,2

Figura 11. Datos definidos para el assay del condensado tanque bola campo Lisama.

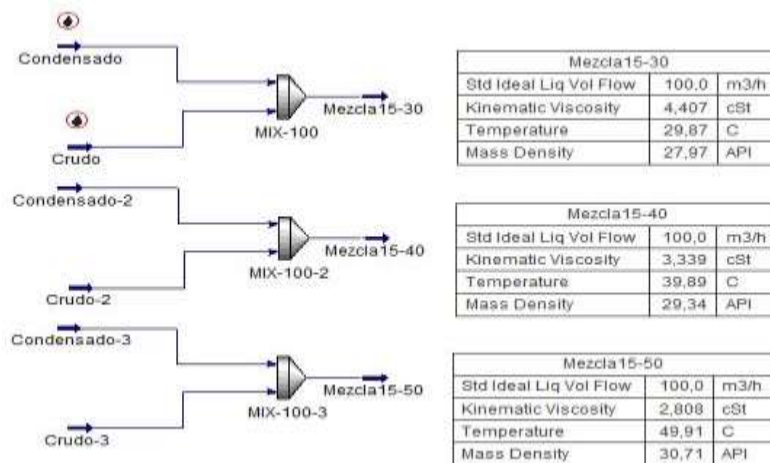


Figura 12. Equipo de mezclado *mixer* utilizado en las simulaciones en Hysys para la adición de condensado al crudo del pozo 152 campo Lisama. Las corrientes de salida de los *mixer* definen el porcentaje de condensado y la temperatura; así, “Mezcla 15-30” hace referencia a una corriente creada con 15% de condensado y que se encuentra a una temperatura de 30°C.

4. Análisis de Resultados

4.1 Selección del Pozo Campo Lisama

La selección del pozo del campo Lisama fue guiado por los criterios definidos en la metodología. La información recolectada para cada criterio se presenta en la Tabla 1; la segunda columna de esta tabla incluye el peso de cada criterio para el cálculo del total de cada pozo; asimismo, la tercera columna se subdivide en 3 columnas, mostrando la puntuación obtenida para los pozos Lis-142, Lis-152 y Lis-102 según el criterio en turno (ver Metodología). Por su parte, la cuarta columna de la Tabla 1 presenta los resultados del producto entre el peso de cada criterio (segunda columna) y los valores de las respectivas puntuaciones para cada pozo. En la fila denominada total se especifica la suma de los productos de la cuarta columna para el pozo respectivo. Según esta suma total de los criterios ponderados, el pozo Lis-152 (en adelante 152) recibe la mayor puntuación debido a los criterios de taponamiento en los últimos 10 años y de cercanía a la planta compresora; con este resultado, el pozo 152 del campo Lisama fue seleccionado para realizar la determinación experimental de las propiedades viscosidad cinemática, temperatura de pistón y punto de fluidez en mezcla con diferentes fracciones de condensado.

Tabla 1.

Aplicación criterios de selección en los pozos del campo Lisama.

Criterio de evaluación	Peso (%)	Pozo candidato			Pozo candidato		
		Lis-142	Lis-152	Lis-102	Lis-142	Lis-152	Lis-102
Taponamientos en los últimos 10 años	30%	5	10	1	1,5	3	0,3
Cercanía a la planta compresora	30%	5	10	1	1,5	3	0,3
Promedio anual BSW	20%	10	5	1	2	1	0,2
Tipo de unidad	20%	10	10	10	2	2	2
Total	100%				7	9	2,8

4.2 Análisis Piano y Curvas de Destilación del Crudo Pozo 152

Una muestra de crudo del pozo 152 fue analizada según el protocolo PIANO (ASTM-D7900). Los resultados por grupos de compuestos reportados por los laboratorios del ICP son mostrados en la Tabla 2. Según esta tabla, el crudo del pozo 152 contiene aproximadamente 35% vol. de compuestos livianos, distribuidos en 11% de parafinas, 11.5% de iso-parafinas, 4.9% de aromáticos, 6% de naftenos, 1.6% de olefinas y los restante (0.4%) en compuestos desconocidos. Con esto, la composición PIANO de los compuestos livianos o naftas que posee el crudo del pozo 152 corresponde a (Figura 13): parafinas 31.4%, iso-parafinas 31.4%, aromáticos 14.2%, naftenos 17.1% y olefinas 4.5%, mostrando una contribución importante de compuestos saturados. Un análisis de la distribución de parafinas detectadas conduce a identificar al *n*-pentano (C5), al *n*-hexano (C6) y al *n*-heptano (C7) como los compuestos de mayor presencia en este grupo (Figura 14); también, el undecano (C11) corresponde al alcano lineal de mayor peso entre las parafinas detectadas. Por su parte, la distribución en las iso-parafinas muestra que el compuesto de mayor contenido en este grupo corresponde a la iso-parafina con 8 átomos de carbono en su estructura (Figura 15); la iso-parafina detectada de mayor peso molecular contiene una cantidad total de 12 átomos de carbono (Figura 15).

Tabla 2.

Resultados análisis PIANO para el crudo del pozo 152.

SUBMISSION	100206140	
SAMPLE ID	201136111	
MATERIAL NAME	CRUDOS	
FECHA DE MUESTREO	02/11/17 10:00	
IDENTIFIC. MUESTRA	CRUDO LISAMA 152	
POZO	LISAMA-152	
COMPONENTE	% peso	% volumen
ANÁLISIS PIANO RESUMEN POR GRUPO		
Paraffin	10,031	10,922
I-Paraffins	11,024	11,529
Aromatics	5,87	4,891
Mono-Aromatics	5,364	4,493
Naphthalenes	0	0
Naphtheno/Olefino-Benz	0,222	0,183
Indenes	0,284	0,216
Naphthenes	6,347	5,983
Mono-Naphthenes	6,259	5,913
Di/Bicyclo-Naphthenes	0,032	0,029
Olefins	1,612	1,611
n-Olefins	0,111	0,12
Iso-Olefins	1,458	1,455
Naphtheno-Olefins	0,012	0,012
Unidentified	0,445	0,394
C12+	64,671	64,67

Nota: Ecopetrol.

Respecto a los otros grupos, los compuestos aromáticos livianos contienen el anillo de benceno con sustituyentes hasta un total de 5 átomos de carbono (1-etil-2,4,5-trimetilbenceno y 1,6-dimetil indeno). En los naftenos, los compuestos encontrados corresponden a ciclopentanos y ciclohexanos con sustituyentes hasta un total de 3 átomos de carbono. Por su parte, entre las olefinas encontradas se encuentran isómeros con 9, 10 y 11 átomos de carbono, incluyendo 2,3-dimetil-2-octeno y (*E*)-3-metil-3-noneno.

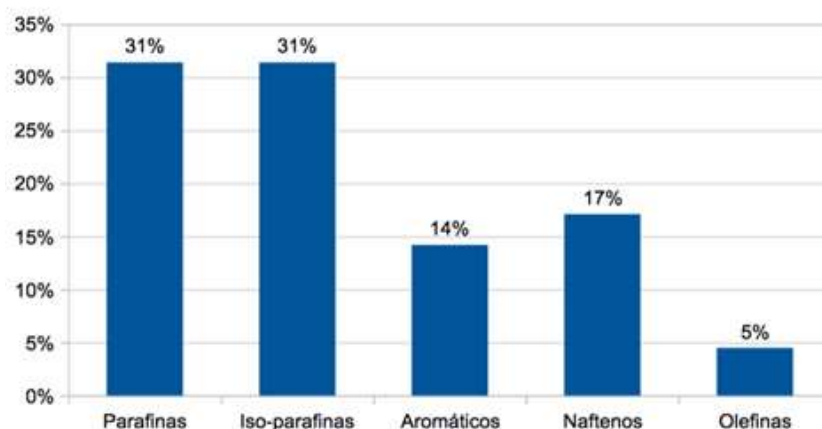


Figura 13. Porcentaje volumétrico del análisis PIANO de los condensados.

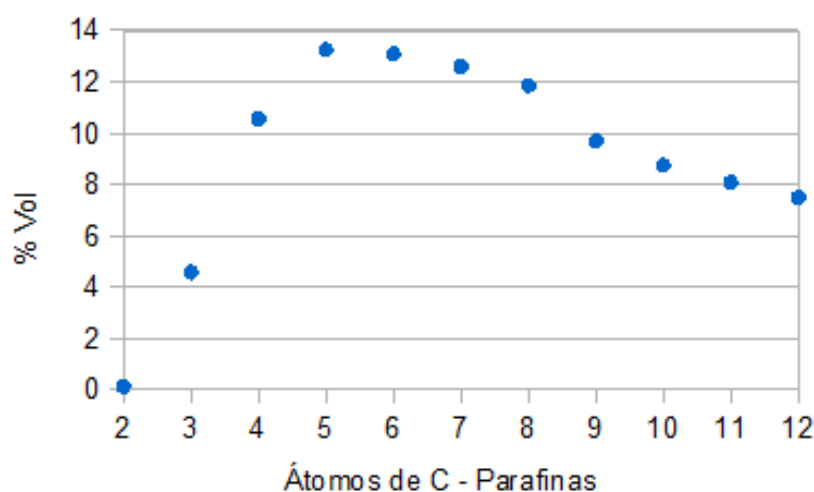


Figura 14. Contribución de compuestos %vol en la fracción de parafinas según resultados del Piano.

Los diferentes grupos de compuestos PIANO conducen a que la fracción liviana o nafta del pozo 152 exhiba puntos de ebullición en el rango entre -33 y 190 °C (Figura 15); este rango de ebullición hace que la fracción posea un RVP cercano a 9 psi, con lo cual parte de esta fracción es arrastrada con los gases desprendidos en la línea de salida del pozo 152. La curva completa de

ebullición del crudo finaliza en un valor cercano a 700 °C, lo cual conduce a un rendimiento de destilados medios de 26% vol, un rendimiento de gasóleos de 24% vol y una fracción de fondo de 15% vol (Figura 15).

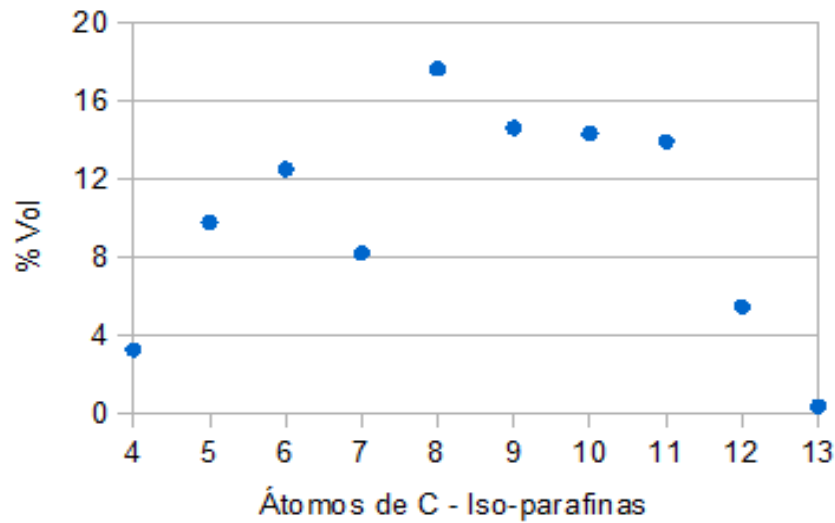


Figura 15. Contribución de compuestos %vol en la fracción de iso-parafinas presente en el crudo del pozo 152, según Piano.

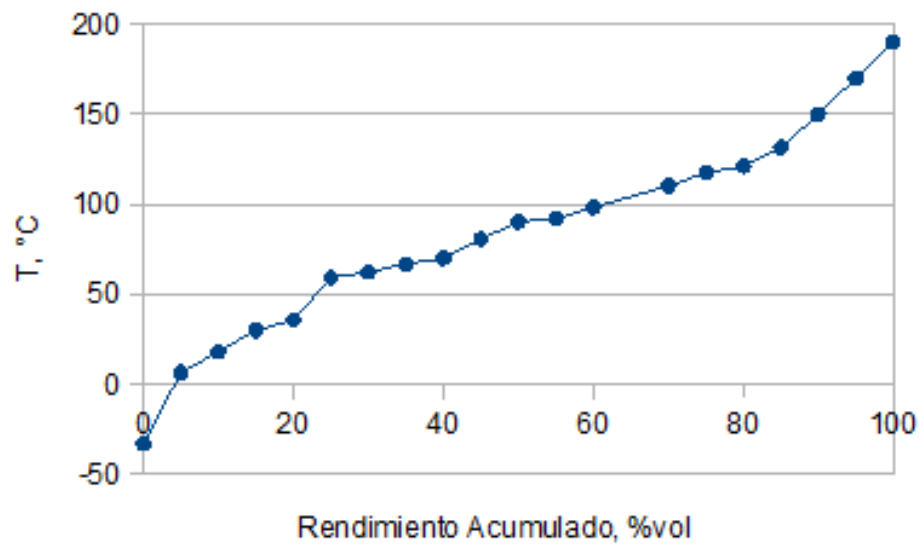


Figura 16. Curva TBP de la fracción liviana del crudo pozo 152.

El análisis **Piano** de la fracción liviana del crudo pozo 152 exhibe una composición elevada de parafinas e iso-parafinas, con un peso molecular promedio de 93; este peso molecular coincide con el promedio de las contribuciones mayoritarias dadas por *n*-C5 (72), *n*-C6 (86) y *i*-C8 (114) mostradas en las Figuras 15 y 16 Como se comentó anteriormente, parte de esta fracción liviana o nafta es despojada del crudo debido a los procesos de producción. Esas líneas de gas en cada uno de los pozos conducen a un cabezal de transporte hacia la planta compresora Lisama. En esta planta, los gases son sometidos a un proceso de compresión en tres etapas, desde 3 psia a 600 psi, lo cual genera la condensación de los líquidos presentes en el gas (condensados).

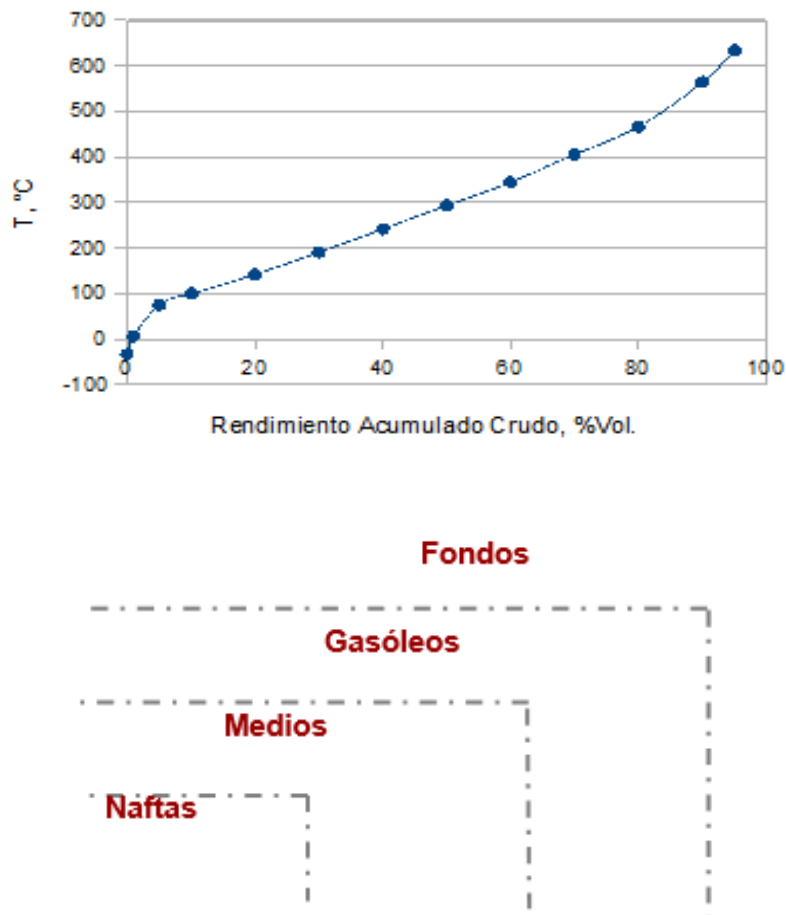


Figura 17. Curva de destilación del crudo del pozo 152, indicando rendimientos de productos.

De acuerdo a la revisión de la literatura encontrada, la estabilidad de las ceras o parafinas de alto peso molecular en un crudo puede mantenerse a partir de la mezcla con sustancias conteniendo una importante cantidad de compuestos livianos entre parafinas e iso-parafinas, así como una cantidad apreciable de aromáticos (Leontaritis, 1996; Labes-Carrier et al., 2002; Brown *et al.*, 1994 García & Urbina, 2003; Pan *et al.* 1997; Giacchetta *et al.*, 2017); más aún, Pan *et al.*, 1997, muestran que al adicionar compuestos livianos a un crudo sintético, la mezcla resultante disminuye su temperatura WAT con respecto a la del crudo inicial, presentando la máxima disminución cuando se adiciona *n*-C5; este compuesto es precisamente el de mayor porcentaje en el grupo de las parafinas. Con lo anterior, el crudo del pozo 152 puede ser mezclado con el flujo de condensado obtenido en la planta compresora, lo cual evitará la precipitación de ceras.

4.3 Composición Gases del Pozo 152

Una muestra de gases tomada directamente del pozo 152 fue enviada a análisis cromatográfico. Los resultados del respectivo análisis son detallados en la Tabla 3 y en la Figura 18. Por su parte, presenta la distribución porcentual de la composición de los gases, según la cantidad total de átomos de carbono por compuesto. Esta Figura indica que la composición de los gases es mayoritariamente parafínica liviana (89.3% de C1+C2); esta contribución conduce a un peso molecular promedio de 20 y una gravedad específica de 0.71. Derakhshan & Shariati, 2012, reportan disminución de la WAT con inyección de metano en cabeza de pozo. Asimismo, la Tabla 3 muestra que el contenido de propano en los gases es 5.1 %vol; pozos con contenidos de propano superiores al 5% deben operar con una presión de salida del crudo superior a 300 psi, lo cual evita la precipitación de parafinas por disminución en la temperatura del sistema

ocasionada por la evaporación de propano (ver efecto Joule-Thompson en Steffensen & Smith, 1973; Kortekaas *et al.*, 1998).

Tabla 3.

Resultados análisis cromatográfico de los gases generados en el pozo 152.

	GERENCIA REGIONAL DEL MAGDALENA MEDIO	
	CROMATOGRAFIA COMPRESORA LISAMA ENTRADA Y SALIDA ASTM D-1945	
LABORATORIO SUPERINTENDENCIA DE MARES		
	Pbase (Psia)	14,65
	Tbase (°F)	60
	FECHA	24-oct-17
	ID MUESTRA	POZO 152
	C1	80,270
	C2	9,037
	C3	5,129
	IC4	0,732
	NC4	1,330
	IC5	0,388
	NC5	0,377
	C6+	0,115
	O2	0,000
	N2	2,604
	H2	0,000
	CO	0,000
	CO2	0,018
	H2S	0,000
	Total	100,000
	G ESPECIFICA	0,708
	Dens, Lbs/PC	0,054
	Peso Molecular	20,444
	GPM	2,752
	BTU Neto Ideal	1090,4072
	BTU Neto Real	1093,9559
	BTU Bruto Ideal	1199,2699
	BTU Bruto Real	1203,1729
	F Compresib	0,997

Nota: Ecopetrol.

Con lo especificado en el párrafo anterior y la distribución exhibida en la Figura 3.6, la liberación de los gases en el *casing* del pozo 152 puede conducir a la formación y precipitación de ceras, debido a un aumento de la WAT.

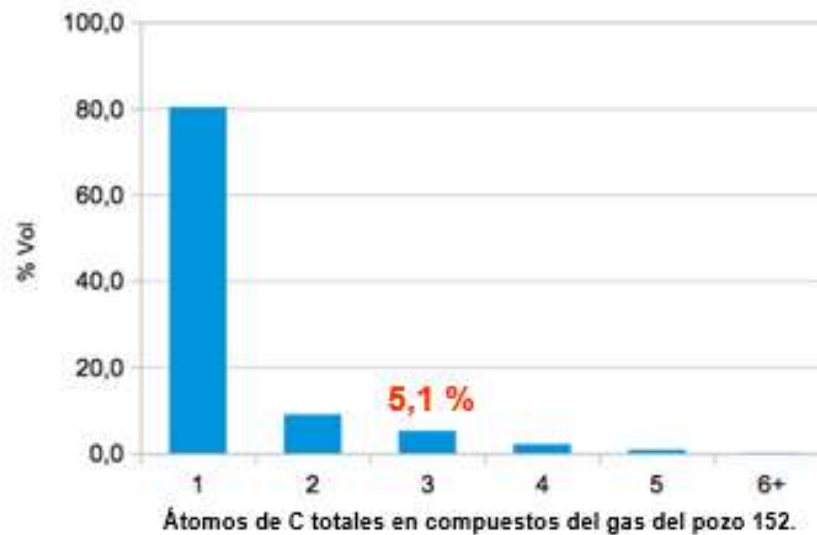


Figura 18. Composición porcentual de los gases del pozo 152, según carbonos totales.

4.4 Propiedades Experimentales para la Mezcla Crudo-Condensado

El crudo del pozo 152 fue analizado para obtener sus valores de gravedad API (ASTM-D1298), densidad y BSW (ASTM-D4007); los reportes de laboratorio condujeron a los valores de API=24.4 a 15 °C, densidad 0.908 g/mL a 15 °C y BSW=0.2%. También, la gravedad API medida para estos condensados, según ASTM-D1298, reportó el valor de 65.5 a 15 °C, lo cual conduce a una densidad de 0.7182 g/mL a 15 °C; el condensado no reportó valores de agua según el análisis ASTM-D4377.

4.4.1 Viscosidad cinemática. Los resultados de las mediciones experimentales de la viscosidad cinemática obtenidos con valores de mezcla hasta 35% de condensado, a las temperaturas 30, 40 y 50 °C son reportados en la Tabla 4; las tendencias en los resultados pueden ser visualizadas en la Figura 3.7. De esta figura se sigue que un aumento en el contenido de

condensados conduce a una disminución en la viscosidad cinemática de la mezcla; la disminución de la viscosidad cinemática decrece con la adición de condensados y tiende a ser mínima para valores por encima de 30%. También, según lo esperado, un aumento en la temperatura de la mezcla conduce a una disminución en la viscosidad; la diferencia entre las curvas de viscosidades a las diferentes temperaturas tiende a ser mínima por encima de un contenido de condensado de 30% (Figura 3.7).

Tabla 4.

Comparación viscosidad cinemática experimental y predicha por Aspen Hysys usando el paquete termodinámico Peng-Robinson. PR-Hysys y PR-Refutas hacen referencia a la regla de mezcla utilizada en los cálculos de la viscosidad.

T, °C	μ_{cSt} Experimental	μ_{cSt} PR - Hysys	μ_{cSt} PR - Refutas	Error, PR – Hysys%	Error, PR – Refutas%
30	13,09	18,68	10,85	42,7	17,1
40	11,55	14,46	6,93	25,2	40,0
50	10,38	12,37	4,92	19,2	52,6
30	8,76	18,65	7,56	113,0	13,7
40	7,42	14,45	4,87	94,7	34,4
50	6,42	11,67	3,04	81,9	52,6
30	6,07	19,67	5,42	224,0	10,7
40	4,93	14,46	3,41	193,5	30,8
50	4,08	11,39	2,00	179,3	51,0
30	4,58	23,47	3,98	412,4	13,1
40	3,62	15,56	2,48	330,4	31,4
50	2,91	11,92	1,38	309,5	52,6
30	3,84	32,91	2,99	757,8	22,1
40	3,04	22,27	1,86	633,0	38,8
50	2,47	11,92	1,00	383,4	59,4
30	3,39	19,68	2,29	480,6	32,4
40	2,75	19,90	1,43	624,7	47,9
50	2,29	20,06	0,75	774,8	67,3
30	2,79	11,40	1,77	308,6	36,6
40	2,29	9,88	1,11	332,0	51,5
50	1,94	9,60	0,58	393,8	70,1
30	1,59	7,92	1,42	398,9	10,6
40	1,22	6,70	0,89	450,6	26,8
50	0,97	6,18	0,47	539,8	51,4
Promedio				362,11	38,1

Las curvas de viscosidad versus contenido de condensado obtenidas en el presente trabajo exhiben un comportamiento similar al mostrado por Sutton & Bergman, 2012, para mezclas de crudos y sus fracciones. La Figura 19 detalla las diferentes tendencias obtenidas por Sutton & Bergman, dependiendo de la relación entre las viscosidades de la mezcla y el componente en la mezcla con menor viscosidad ($\square_{rat} = \square_{mezcla} / \square_{fracción\ menos\ viscosa}$); según los valores experimentales para la viscosidad, la tendencia de las mezclas crudo-condensado del pozo 152 hasta el intervalo de contenido de condensado de 25% (Figura 19) concuerda con las curvas convexas 4 y 5 reportadas por Sutton & Bergman (Figura 20), así como con diferentes referencias que tratan mezclas de crudo y fracciones livianas (Shu, 1984; Shigemoto *et al.*, 2006; Alboudwarej *et al.*, 2018). Estos valores de $\square_{rat}$ concuerda con la disminución en la viscosidad en el crudo causada por la adición del condensado. Sin embargo, después del mencionado intervalo, la viscosidad experimental para las mezclas crudo-condensado presenta un cambio de concavidad, lo cual conduce a la tendencia presentada por Sutton & Bergman en la curva 6 (Figura 20) que exhibe una $\square_{rat}$ con valor menor que para las curvas convexas 4 y 5; aunque el valor de $\square_{rat}$ de la curva 6 es muy bajo, este solo parámetro no es suficiente para definir un cambio de concavidad en la viscosidad, ya que la curva 2 presenta el mismo valor de $\square_{rat}$. Con lo anterior, el cambio de concavidad en la curva de viscosidad cinemática debe estar asociado con variaciones en la composición de la mezcla analizada.

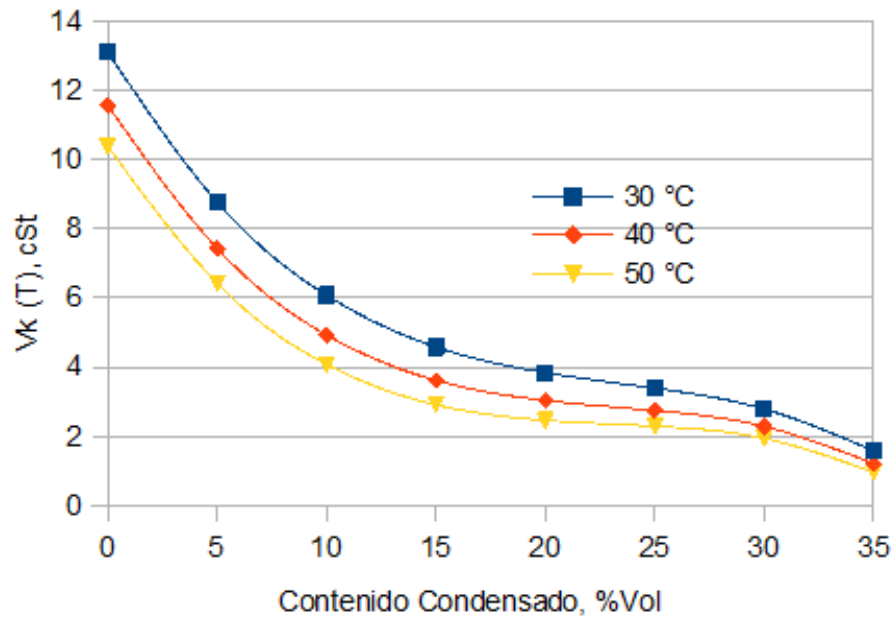


Figura 19. Resultados experimentales de la viscosidad cinemática mezclas crudo-condensado pozo 152.

En efecto, Según Escobedo & Mansoori, 1995, y Mendoza de la Cruz *et al.*, 2015, el cambio en la concavidad de la curva viscosidad vs concentración (Figura 3.7) se encuentra asociado con incompatibilidades entre los crudos o los hidrocarburos que conforman la mezcla, resultando en el inicio de la agregación de asfaltenos; esta agregación resulta como consecuencia de la baja afinidad entre los condensados y los asfaltenos (King & Cotney, 1996; Priyanto *et al.*, 2001; García & Urbina, 2003; Alomair & Almusallam, 2013); asimismo, los precipitados pueden contener cantidades importantes de parafinas (Wiehe *et al.*, 2005). Lo anterior indica que las mezclas crudo-condensado en porcentajes superiores al 25% de condensado presentan tendencia a la agregación y posterior precipitación de asfaltenos, incluyendo ceras; los resultados sugieren que para contenidos superiores al 25%, la mezcla crudo-condensado alcanza la concentración micelar crítica conduciendo a la agregación de asfaltenos, debido a un desbalance entre las

fuerzas de atracción y repulsión en el medio (Priyanto *et al.*, 2001). Un análisis detallado de este fenómeno según el contenido de condensado es recomendado como continuación del presente trabajo de aplicación.

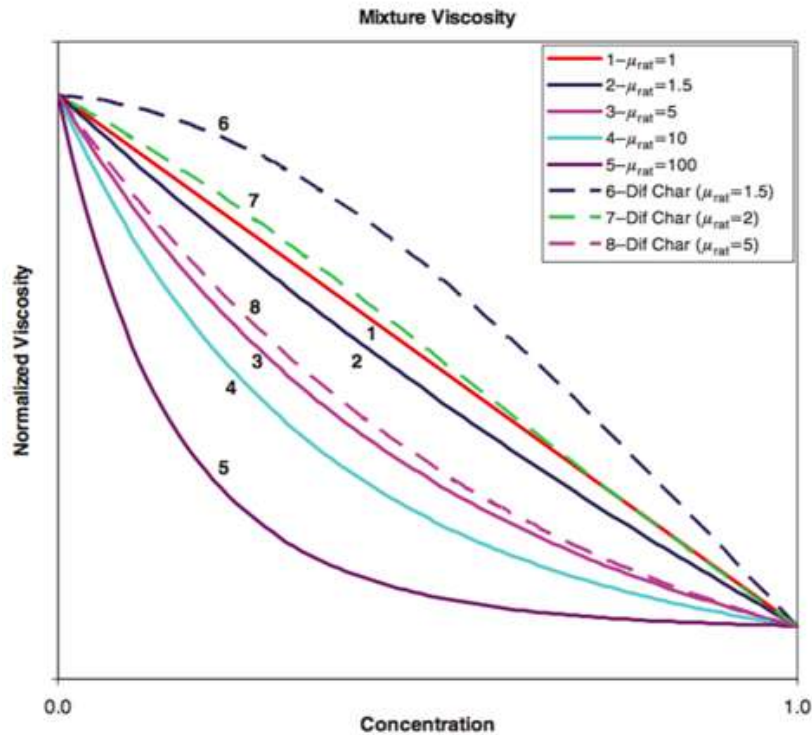


Figura 20. Cambios en la viscosidad de mezcla con la concentración.. Adaptado de: Sutton & Bergman, 2012.

4.4.2 Temperatura de pistón. La temperatura de pistón fue medida con la caída del tubo de ensayo con la mezcla crudo-condensado adherido al hisopo. Según el proceso descrito en la metodología, la temperatura de pistón corresponde a la temperatura para la cual el tubo de ensayo, con la correspondiente mezcla, se desprende del respectivo hisopo (Figura 2.2b). La temperatura de pistón obtenida para las mezclas puede ser analizada en la Tabla 3.5. Asimismo, las Figuras 3.9 y 3.10 presentan gráficamente la variación de la temperatura de pistón y el tiempo

de desplazamiento del pistón medidos para cada muestra durante el ensayo (Tabla 3.5). Según la Figura 3.9 el punto de pistón disminuye monótonicamente con el aumento en la concentración de condensado en el crudo hasta un valor de aproximadamente 15%; en esta zona los valores de temperatura de pistón se encuentran por encima de la temperatura ambiente, lo cual puede indicar presencia de agregados de cera en la mezcla (ver García & Urbina, 2003; King & Cotney, 1996; Brown *et al.*, 1994). Después de 15 %vol de condensado, la temperatura de pistón presenta un cambio brusco a valores por debajo de 6 °C para 20 %vol; este cambio brusco puede indicar un proceso de dilución de los agregados de parafina en la mezcla crudo-condensado (ver Escobedo & Mansoori, 1995; Mendoza de la Cruz *et al.*, 2015). Después de 20 %vol. la temperatura de pistón también reporta valores por debajo de 6 °C. Considerando la economía del proceso y lo obtenido referente al inicio de la precipitación de asfaltenos en las mezclas (sección 3.5.1), la prevención de la precipitación de ceras en el pozo 152 resulta eficiente utilizando una cantidad de condensado equivalente al 20 %vol.

4.4.3 Temperatura de fluidez. La temperatura o punto de fluidez fue determinada según la aparición de gotas en los tubos de ensayo según lo definido en la metodología (Figura 2.5).

Los resultados del ensayo del punto de fluidez son presentados en la Tabla 6 y en las Figuras 21 y 22. Según la Figura 21, la curva de fluidez versus contenido de condensado decrece con el contenido de condensado y reporta, al igual que para la temperatura de pistón, dos regiones de comportamiento diferente; una tendencia se presenta para contenidos de condensado hasta aproximadamente 20%, mientras que la segunda se presenta para contenidos superiores a 20%. Entre 15 y 25 % se presenta el cambio en la tendencia, lo cual es característico del fenómeno de

dilución de flóculos de cera formados en el crudo. Asimismo, por cuestiones económicas y de prevención de la formación de flóculos de asfaltenos (sección 3.5.1), el contenido de condensado adecuado para la disminución del punto de fluidez corresponde a 20 %vol.

Tabla 5.

Resultados prueba desplazamiento pistón en mezclas crudo-condensado del pozo 152.

Cond., %	0	5	10	15	20	25	30	35
T pistón, °C	55	53	49	45	<6	<6	<6	<6
Tiempo, s	170	130	50	8	0	0	0	0

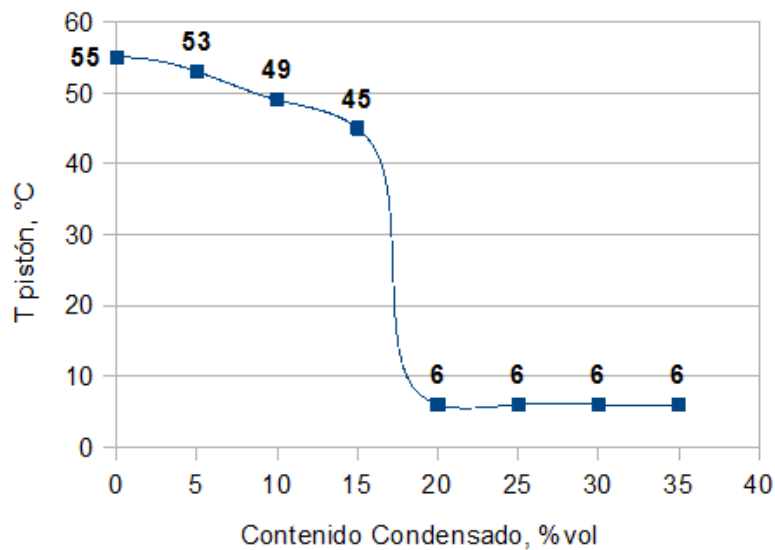


Figura 21. Variación en la temperatura de pistón con el porcentaje de condensado en el crudo del pozo 152, determinadas visualmente con la prueba de desplazamiento del pistón.

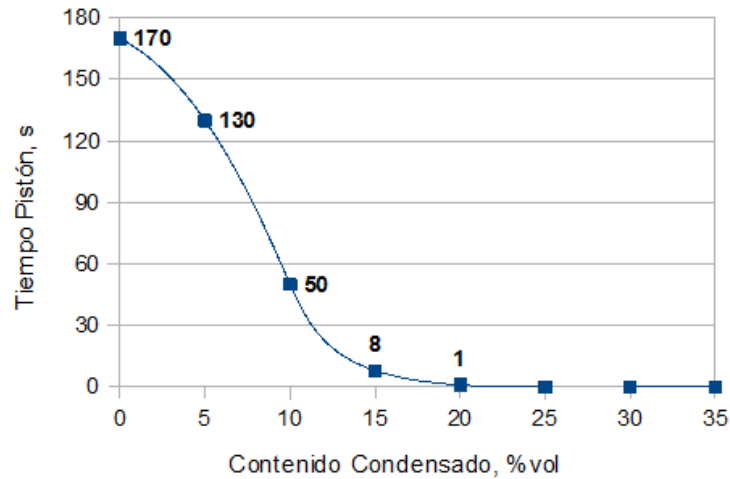


Figura 22. Variación en el tiempo de caída del pistón con el porcentaje de condensado en el crudo del pozo 152, determinadas visualmente con la prueba de desplazamiento del pistón.

Tabla 6.

Resultados prueba de medición del punto de fluidez.

Cond., %	0	5	10	15	20	25	30	35
T fluidez, °C	20.9	19.6	18.5	16.3	11.9	8.3	6.3	6.1
Tiempo, s	931	776	520	317	172	130	81	80

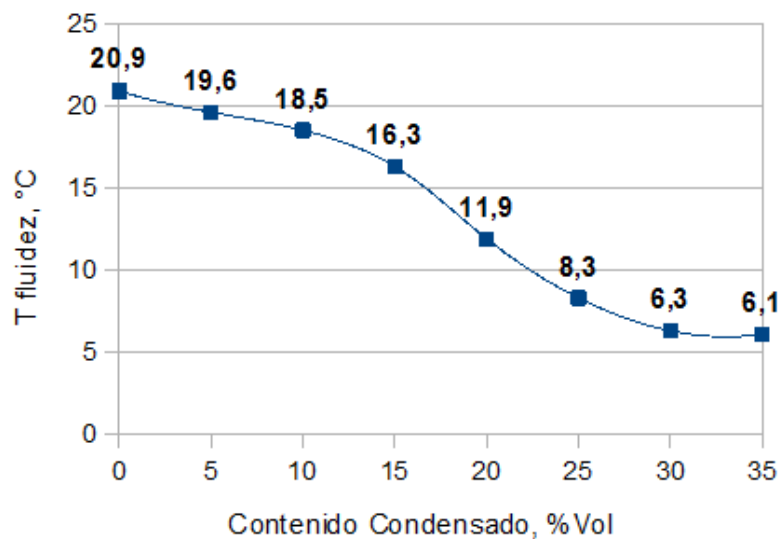


Figura 23. Variación en la temperatura de fluidez con el porcentaje de condensado en el crudo del pozo 152, determinadas visualmente con el respectivo ensayo.

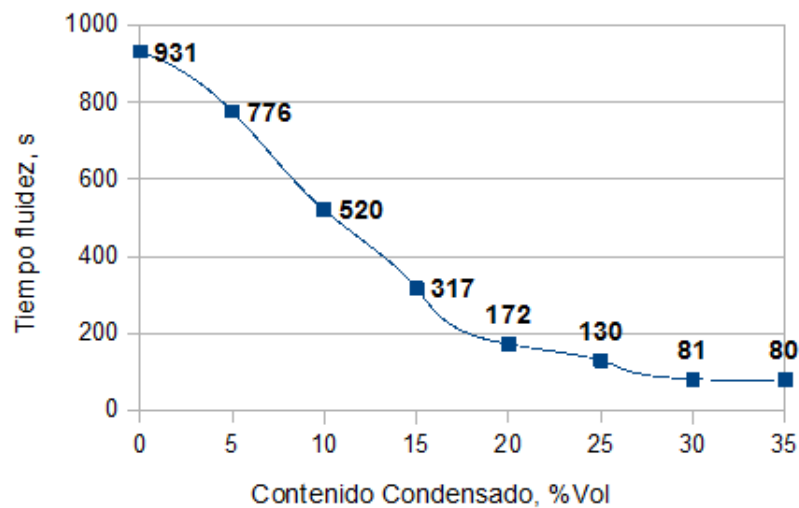


Figura 24. Curva tiempo de fluidez vs composición condensado. Tiempo por inspección visual.

De acuerdo a los resultados de las mediciones experimentales de las propiedades viscosidad cinemática, temperatura de pistón y temperatura de fluidez, la adición de un contenido de condensado de 20 %vol es sugerida en la prevención de la agregación de ceras en el crudo del pozo 152. Asimismo, los resultados experimentales indican un proceso de agregación de ceras en mezclas con contenido inferior a 20 %vol de condensado. Por otra parte, para contenidos superiores de 25 %vol de condensado, la curva de viscosidad de la mezcla exhibe el inicio del proceso de agregación de asfaltenos. Para un contenido de 20 %vol de condensado la mezcla muestra tendencias en las propiedades que indican un proceso de dilución de agregados de ceras.

4.5 Cálculo de las Propiedades de Mezcla en Aspen Hysys

Los assays para el crudo y el condensado del pozo 152 fueron codificados en Aspen Hysys según lo especificado en la metodología. Las curvas TBP para el crudo y el condensado del pozo

152 (Figuras 16 y 17) codificadas en el simulador son mostradas en las Figuras 27 y 28. Según estas curvas, Aspen Hysys interpola para obtener rendimientos de productos definidos según el punto inicial y final del respectivo corte; las predicciones de rendimiento efectuadas por Aspen Hysys para diferentes cortes, tanto en el condensado como en el crudo del pozo 152, pueden ser analizados en las Figuras 29 y 30, respectivamente. Según la Figura 27, la fracción mayoritaria del condensado corresponde a nafta, con una baja proporción de gases y queroseno; esta composición del condensado permite la dilución de las ceras (ver Leontaritis, 1996; Labes-Carrier et al., 2002; Brown *et al.*, 1994; Derakhshan & Shariati, 2012). Según la Figura 30, la suma de los rendimientos de la fracción liviana (desde 0 °C hasta 190 °C) corresponde al 35% del crudo, lo cual coincide con el análisis PIANO (Tabla 7).

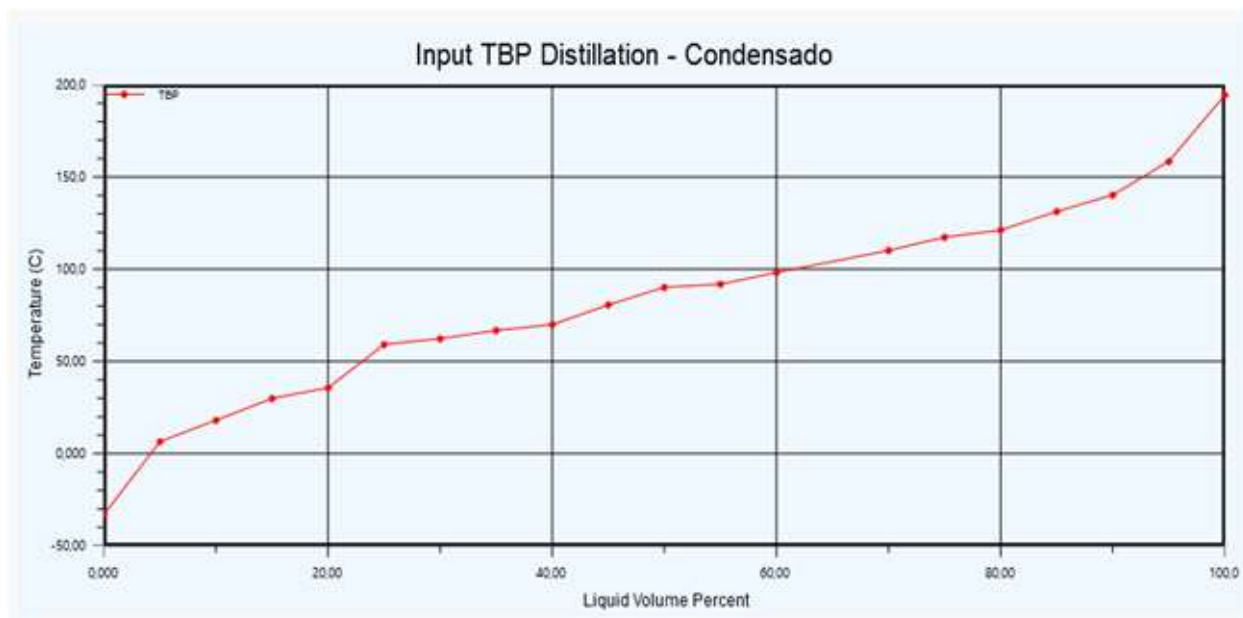


Figura 25. Curva de destilación para el flujo de condensado definida en Aspen Hysys.

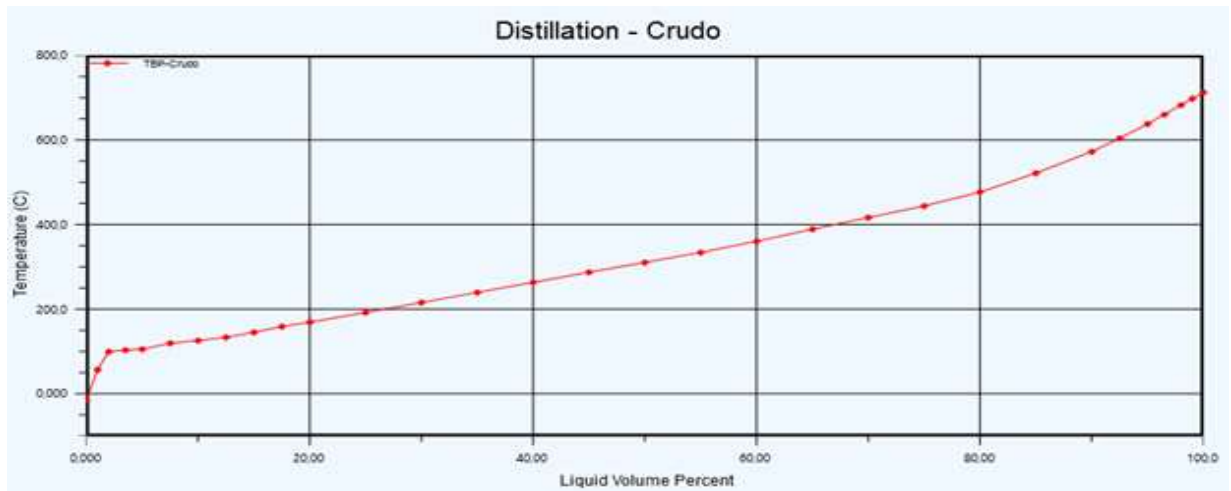


Figura 26. Curva de destilación para el flujo de crupo pozo 152 definida en Aspen Hysys.

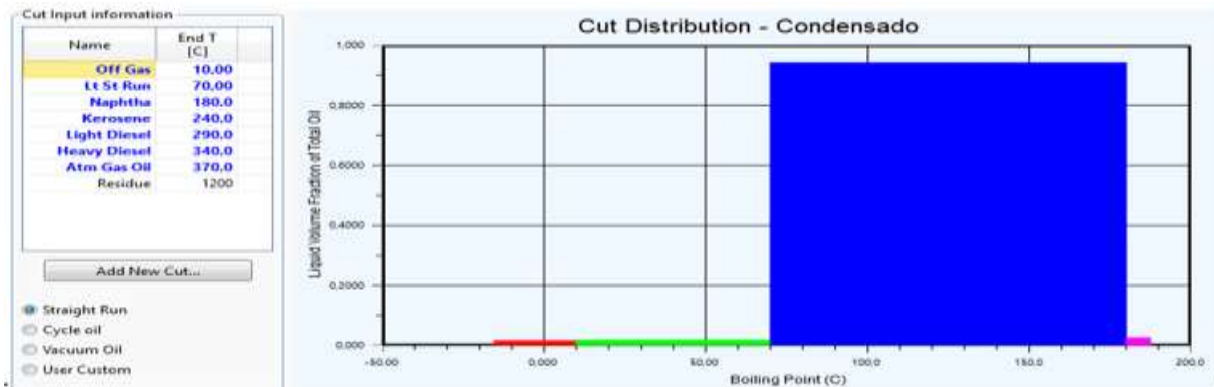


Figura 27. Rendimientos fracciones del condensado del tanque bala, según Aspen Hysys.

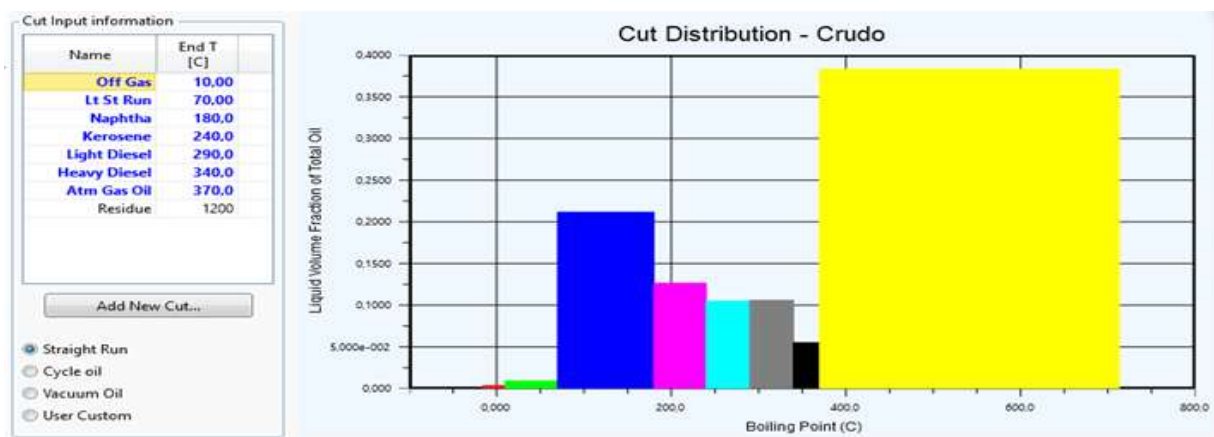
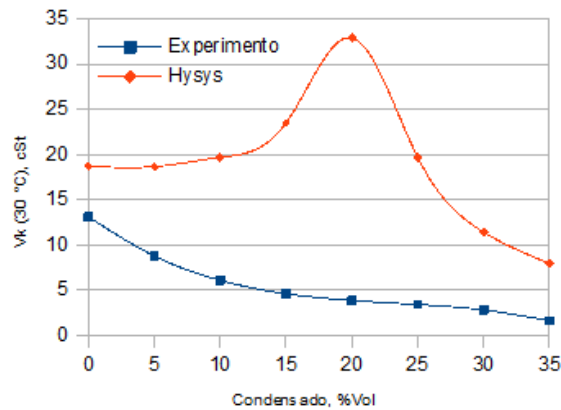


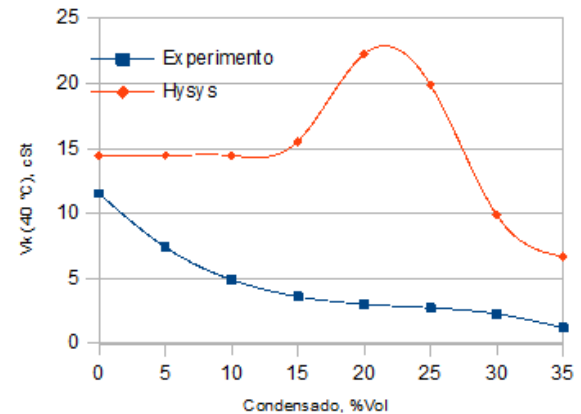
Figura 28. Rendimientos de diferentes fracciones para el crudo pozo 152, según Aspen Hysys.

Las predicciones de la viscosidad cinemática de mezclas crudo-condensado para diferentes proporciones y temperaturas fueron efectuadas mediante la configuración definida en la Figura 16. Los resultados de las predicciones realizadas por Aspen Hysys con el paquete termodinámico Peng-Robinson (PR) y correlaciones empíricas para la viscosidad de mezcla son mostradas en la cuarta columna de la Tabla 4 y en la Figura 29; asimismo, los errores en las predicciones con PR respecto a las mediciones experimentales efectuadas en el presente trabajo son especificados en la sexta columna de la misma tabla. Según la Tabla 4 y la Figura 29, las predicciones realizadas por Aspen Hysys con PR a diferentes temperaturas no coinciden con las mediciones experimentales de la viscosidad cinemática de mezclas crudo-condensado, así como tampoco con reportes encontrados en la literatura abierta (Shanshool *et al.*, 2011; Shu, 1984; Shigemoto *et al.*, 2006; Alboudwarej *et al.*, 2018).

Con la adición de condensado al crudo pozo 152, el paquete PR con regla de mezcla empírica predice una tendencia contraria a la evidencia experimental; es decir, el paquete predice un aumento en la viscosidad cinemática de la mezcla con el aumento en la fracción de condensado hasta un valor de aproximadamente 20% para 30 y 40 °C, y aproximadamente 25% para 50 °C. Este aumento se presenta hasta el valor de concentración de condensados de inicio de la floculación y la precipitación de asfaltenos, sugerido según el análisis de las tendencias experimentales obtenidas en el presente documento para la viscosidad cinemática (sección 3.4.1).

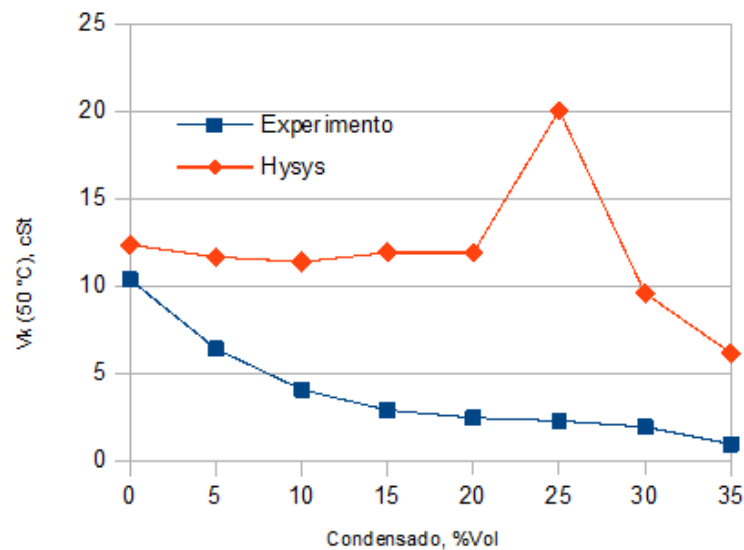


(a) Viscosidad cinemática a 30°C



(b) Viscosidad cinemática a 40°C

Figura 29. Viscosidad cinemática experimental y predicha usando Hysys con Peng-Robinson para las mezclas crudo-condensado. La predicción considera correlaciones empíricas propias de Hysys.



(c) Viscosidad cinemática a 50°C

Figura 30. Viscosidad cinemática experimental y predicha usando Hysys con Peng-Robinson para las mezclas crudo-condensado (continuación). La predicción considera correlaciones empíricas propias de Hysys.

Las desviaciones del simulador estan asociadas a errores en las reglas de mezcla para la viscosidad; Motahhari *et al.*, 2011, reportan errores en la predicción de la viscosidad cinemática de mezcla hasta 30%, dependiendo de la regla de mezcla utilizada; también, Centeno *et al.*, 2011, realizan un análisis extensivo de reglas de mezcla para la viscosidad en mezclas de crudos y fracciones livianas, reportando errores estándar entre 4 y 194.2 cSt para crudos con 21.3 °API. Estos errores reportados en la literatura muestran la elevada no linealidad de la viscosidad y las dificultades en la predicción de la misma.

En este sentido, Hysys adicionalmente cuenta con el índice de mezcla denominado Refutas (Centeno *et al.*, 2011). Esta regla o índice de mezcla es ilustrada en la Figura 31, tal como es presentada en *fluid property package* de Hysys. La quinta columna de la Tabla 3.4 muestra los resultados del paquete PR con el índice de mezcla refutas en la predicción de la viscosidad de mezcla crudo-condensado. El promedio de los errores alcanzados utilizando PR – Refutas corresponde a 38%, mientras que el promedio de los errores con PR – Hysys (correlaciones empíricas de Hysys) llega a 362%. Con lo anterior, el índice Refutas mejora las predicciones realizadas para la viscosidad de las mezcla crudo-condensado del pozo 152.

Parameters	
Viscosity Index Parameters	
Parameter "A"	33,47
Parameter "B"	23,10
Parameter "C"	0,8000
$A * \log_{10}(\log_{10}(\text{kinvisc}(i) + C)) + B$	

Figura 31. Regla o índice de mezcla en Hysys. Esta regla de mezcla es denominada Refutas.

Adaptado de: Centeno et al., 2011.

Con esta mejora, diferentes paquetes termodinámicos disponibles en Hysys fueron aplicados para la predicción de las viscosidades de las mezclas. La Tabla 7 presenta la comparación entre las viscosidades experimentales y las predichas por los paquetes Grayson Streed, Chien Null, SRK, SRK Twu, Chao Seader y NRTL; los anteriores paquetes aplicaron Refutas, excepto el paquete Chien Null que utilizó su propio índice de viscosidad. Según los errores expuestos en la Tabla 3.7, los paquetes Chien Null y Chao Seader no predicen adecuadamente los valores de viscosidad experimental obtenidos para las mezclas crudo-condensado. Las Figuras 32, 33 y 34 ilustran las predicciones de la viscosidad cinemática a las temperaturas 30, 40 y 50 °C, respectivamente. Según estas figuras, las predicciones de los paquetes Chien Null y Chao Seader se desvían de la tendencias mostradas por la viscosidad cinemática de las mezclas, a partir de un contenido de condensado superior al 20%; al igual que con PR (Figura 30), estos paquetes predicen un aumento en la viscosidad de las mezclas. A pesar de que Chao Seader fue utilizado con el índice Refutas, sus predicciones fallan en cuanto a los valores y las tendencias de las viscosidades. Lo anterior recomienda una revisión de literatura de la aplicación de esta ecuación, con el fin de determinar las causas en la falla de sus predicciones con hidrocarburos.

Por otra parte, la selección del índice Refutas en los paquetes PR, Grayson Streed, SRK, SRK Twu y NRTL presentan bajos errores de predicción. Sin embargo, a pesar de que el paquete SRK Twu presenta el menor error promedio (Tabla 30), sus estimaciones no aciertan en las tendencias de las viscosidades de las mezcla en contenidos superiores al 20% de condensado (Figuras 31 - 33). Los otros paquetes exhiben las tendencias de la viscosidad cinemática de las mezclas.

Tabla 7.

Comparación viscosidad cinemática experimental y predicha por Aspen Hysys, usando diferentes paquetes termodinámicos con la regla de mezcla Refutas para la viscosidad.

Con., %	T, °C	μ_r , cSt Exp.	μ_r , cSt Grayson - Refutas	μ_r , cSt Chien Null	μ_r , cSt SRK - Refutas	μ_r , cSt SRK-Twu - Refutas	μ_r , cSt Chao Seader - Refutas	μ_r , cSt NRTL - Refutas	Error, Grayson - Refutas, %	Error, Chien Null, %	Error, SRK - Refutas, %	Error, SRK -Twu - Refutas, %	Error, Chao Seader - Refutas, %	Error, NRTL - Refutas, %
0	30	13.09	10.85	5.97	10.85	10.85	5.97	10.85	17.12	54.40	17.12	17.12	54.40	17.12
0	40	11.55	6.92	4.81	6.93	6.93	4.81	6.93	40.10	58.37	40.02	40.02	58.37	40.02
0	50	10.38	4.85	4.24	4.92	4.92	4.24	4.92	53.27	59.14	52.59	52.59	59.14	52.59
5	30	8.76	7.55	5.09	7.42	7.54	5.08	7.54	13.79	41.88	15.28	13.91	42.00	13.91
5	40	7.42	4.75	4.06	4.77	4.75	4.05	4.74	36.01	45.31	35.74	36.01	45.44	36.14
5	50	6.42	3.00	3.38	3.04	3.04	3.38	3.04	53.25	47.33	52.63	52.63	47.33	52.63
10	30	6.07	5.35	4.34	5.32	5.41	4.29	5.41	11.88	28.51	12.37	10.89	29.34	10.89
10	40	4.93	3.39	3.24	3.40	3.40	3.25	3.38	31.20	34.24	30.99	30.99	34.04	31.40
10	50	4.08	1.97	2.74	2.00	2.00	2.74	2.00	51.69	32.81	50.96	50.96	32.81	50.96
15	30	4.58	3.94	3.42	3.95	3.98	3.41	3.97	13.97	25.33	13.76	13.10	25.55	13.32
15	40	3.62	2.45	2.64	2.45	2.45	2.63	2.46	32.25	26.99	32.25	32.25	27.27	31.97
15	50	2.91	1.34	2.25	1.39	1.34	2.25	1.39	53.97	22.71	52.25	53.97	22.71	52.25
20	30	3.84	3.00	2.74	2.99	2.98	2.74	3.00	21.81	28.59	22.07	22.34	28.59	21.81
20	40	3.04	1.82	2.17	1.86	2.86	2.17	1.87	40.09	28.57	38.78	5.86	28.57	38.45
20	50	2.47	1.00	1.87	1.00	2.00	1.87	1.00	59.45	24.17	59.45	18.90	24.17	59.45
25	30	3.39	2.29	11.89	2.26	3.26	11.90	2.28	32.45	250.74	33.33	3.83	251.03	32.74
25	40	2.75	1.43	11.63	1.41	2.41	11.65	1.43	47.92	323.53	48.65	12.24	324.25	47.92
25	50	2.29	0.75	14.12	0.75	1.75	14.19	0.76	67.29	515.79	67.29	23.68	518.84	66.86
30	30	2.79	1.79	6.87	1.78	2.78	6.88	1.80	35.84	146.24	36.20	0.36	146.59	35.48
30	40	2.29	1.13	6.10	1.13	2.13	6.10	1.12	50.61	166.61	50.61	6.91	166.61	51.05
30	50	1.94	0.58	5.95	0.58	1.58	5.95	0.59	70.15	206.23	70.15	18.68	206.23	69.63
35	30	1.59	1.42	4.64	1.41	2.41	4.63	1.42	10.58	192.19	11.21	51.76	191.56	10.58
35	40	1.22	0.90	4.04	0.90	1.90	4.05	0.89	25.99	232.24	25.99	56.25	233.06	26.81
35	50	0.97	0.47	3.81	0.47	1.47	3.80	0.47	51.40	294.00	51.40	52.02	292.97	51.40
Promedio									38.42	120.25	38.38	28.22	120.45	38.14

A nivel de predicción cuantitativa, los paquetes PR, Grayson Streed, SRK y NRTL poseen el mismo desempeño de alrededor de 38% en promedio. Estas predicciones poseen errores apreciables, por lo cual sus aplicaciones se limitan al nivel semicuantitativo. Centeno *et al.*, 2011, aluden también los errores en los procedimientos predictivos de Aspen Hysys para la predicción de esta propiedad, a las predicciones de la densidad. La divergencia en las predicciones del simulador puede deberse a la contracción de volumen (en Inglés *shrinkage*) ocasionada por los diferentes tamaños moleculares de los componentes de la mezcla crudo-condensado (Ashcroft *et al.*, 1992; Erno *et al.*, 1994; Shanshool *et al.*, 2011); el volumen resultante de la mezcla crudo-condensado es menor que la suma de los volúmenes, con lo cual, la densidad de la mezcla aumenta respecto a las predicciones de mezcla lineal (densidad de mezcla igual a la suma de fracciones por densidades) (Erno *et al.*, 1994). Los cambios en la densidad

ocasionados por el *shrinkage* son predichos en Aspen Hysys por medio de la ecuación Costald (Ver Figura 15) (Hankinson & Thomson, 1979); aunque esta ecuación es recomendada por el API (*American Petroleum Institute*), API (1997), diferentes autores reportan errores en la predicción de mezclas crudo-condensado o crudo-fracciones livianas debidas a la dificultad en la predicción de este fenómeno (Robinson, 1983; Erno *et al.*, 1994). Asimismo, la ecuación denominada Rackett para la predicción de la densidad de mezclas no mejora las predicciones realizadas por Hysys.

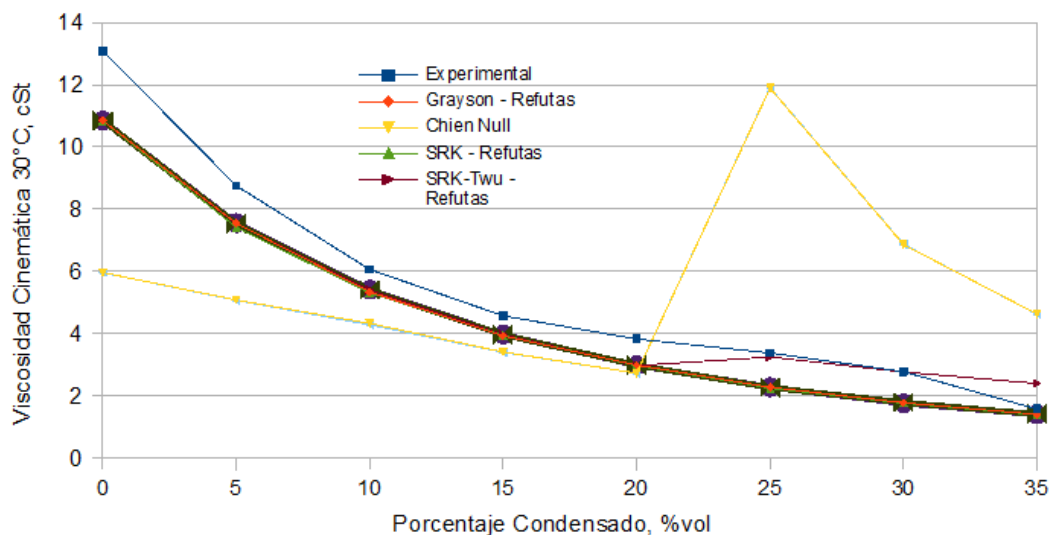


Figura 32. Valores experimentales y predichos para la viscosidad cinemática de mezclas crudo-condensado pozo 152 a 30 °C.

Según los anteriores párrafos, los códigos del simulador Aspen Hysys para la predicción de la viscosidad de las mezclas de crudos y sus fracciones subestiman los valores experimentales para la mezcla crudo-condensado obtenidos en el presente trabajo de aplicación. Un análisis con reglas de mezcla, no incluidas en Hysys, para las dos propiedades, viscosidad y densidad, es recomendado en las mezclas crudo-condensado tratadas en el presente documento. En la

siguiente sección se proponen regresiones para el cálculo de la viscosidad, la temperatura de pistón y la temperatura de fluidez de las mezclas crudo-condensado.

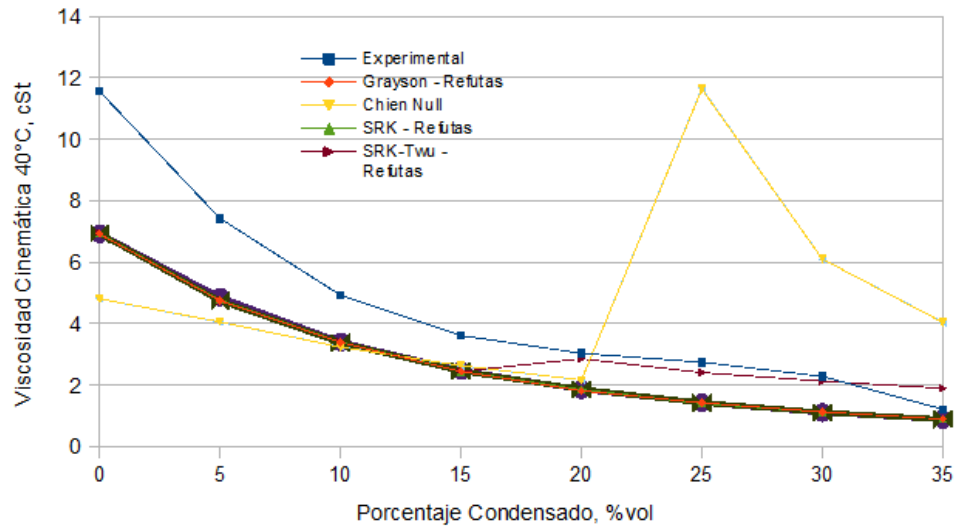


Figura 33. Valores experimentales y predichos para la viscosidad cinemática de mezclas crudo-condensado pozo 152 a 40 °C.

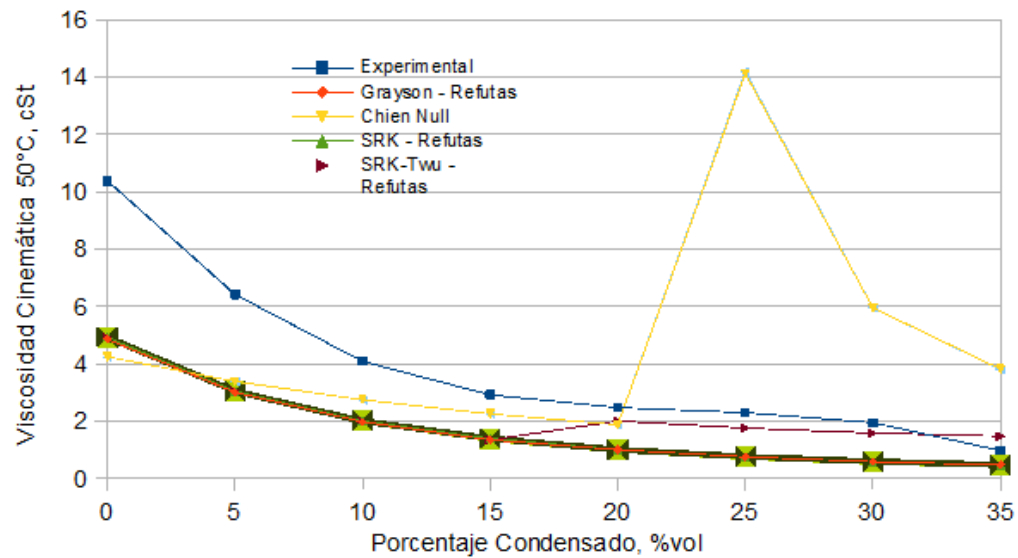


Figura 34. Valores experimentales y predichos para la viscosidad cinemática de mezclas crudo-condensado pozo 152 a 50 °C.

4.6 Regresiones para las Propiedades de Mezcla Crudo-Condensado

Las propiedades medidas experimentalmente para diferentes valores de condensado y temperatura fueron utilizadas para la proposición de regresiones (sección 2.6 de la metodología). Las regresiones ajustadas consideraron la variación simultánea del contenido de condensado y la temperatura. Para la viscosidad, la regresión con mejor desempeño reportó la siguiente estructura matemática,

$$\begin{aligned} \nu(C, T) = & 19.88 - 1.228C - 0.2807T + 0.04265C^2 + 0.00659CT + 0.001813T^2 \\ & - 0.0005996C^3 - 2.45 \cdot 10^{-5}C^2T - 3.43 \cdot 10^{-5}CT^2 \end{aligned} \quad (1)$$

Dónde ν , C , T corresponden a la viscosidad cinemática (cSt), composición volumétrica del condensado (%) y Temperatura ($^{\circ}\text{C}$), respectivamente. Los estadísticos de desempeño de la regresión reportaron los valores $R^2=0.991$ y $\text{RMSE}=0.183$ cSt. La reproducibilidad de la norma ASTM-D445 corresponde a $0.036\nu^{1.2}$; para los valores obtenidos experimentalmente, la reproducibilidad reporta valores entre 0.2 y 1.1 cSt. Con esto, la regresión reporta valores de viscosidad cinemática representativos de los valores obtenidos por la prueba de laboratorio. La Figura 35 ilustra la superficie de viscosidad generada por la ecuación (1).

Respecto al punto de pistón, la regresión para la mezcla crudo-condensado corresponde a una ecuación lineal con validez en la región entre 0 y 15% vol. Esta regresión corresponde a,

$$T_n(C) = 55.1 - 0.38C - 0.02C^2 \quad (2)$$

Dónde T_n , C corresponden a la temperatura ($^{\circ}\text{C}$) y al contenido de condensado (%), respectivamente. Los estadísticos de desempeño de la regresión reportaron los valores $R^2=0.996$ y $\text{RMSE}=0.22\text{ }^{\circ}\text{C}$.

En lo referente a la temperatura de fluidez, la regresión para la mezcla crudo-condensado se representa por a una ecuación lineal con validéz en la región entre 0 y 35% vol. Esta regresión corresponde a,

$$T_f(C) = 20.5 + 0.2256C - 0.0519C^2 + 0.001C^3 \quad (3)$$

Dónde T_f , C corresponden a la temperatura de fluidez ($^{\circ}\text{C}$) y al contenido de condensado (%), respectivamente. Los estadísticos de desempeño de la regresión reportaron los valores $R^2=0.993$ y $\text{RMSE}=0.92\text{ }^{\circ}\text{C}$. La reproducibilidad de la norma ASTM-D5853 para la medición del punto de fulidez corresponde a $6\text{ }^{\circ}\text{C}$, con lo cual, el desempeño de la regresión conduce a la predicción del valor experimental de esta propiedad para las mezclas crudo-condensado.

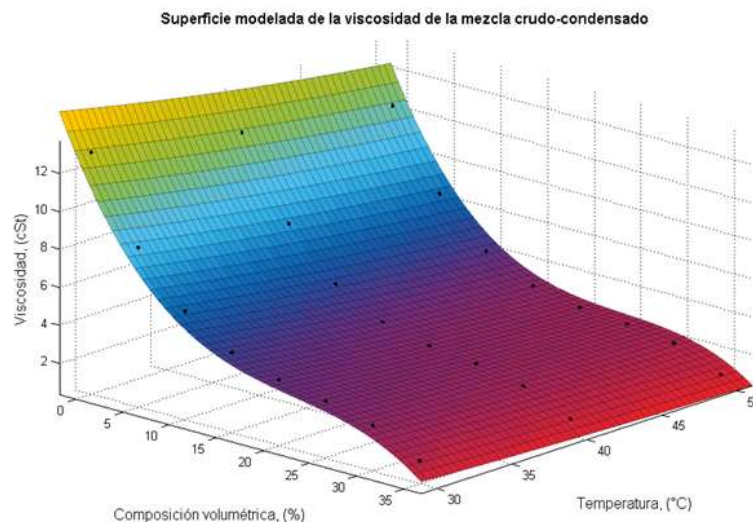


Figura 35. Superficie ajustada para la viscosidad de las mezclas crudo-condensado.

5. Conclusiones

Las curvas experimentales de viscosidad cinemática para las mezclas crudo-condensado presentan un cambio de concavidad en el intervalo entre 25 y 30 %vol. Este cambio en la concavidad de la curva de viscosidad cinemática se encuentra asociado con la baja afinidad entre los condensados y los asfaltenos, indicando que para porcentajes superiores al 25% de condensado se da inicio al proceso de agregación de asfaltenos.

La curva experimental obtenida de la temperatura de desplazamiento del pistón de mezclas crudo-condensado indica que después de 15 %vol de condensado, la temperatura de pistón disminuye drásticamente a un valor de 6 °C para 20 %vol. Por su parte, la curva experimental de la temperatura de fluidez decrece con el contenido de condensado y presenta dos tendencias; una tendencia se presenta para contenidos de condensado hasta 20%, mientras que la segunda se presenta para contenidos superiores a 20%. Entre 15 y 25 % se presenta el cambio en la tendencia, lo cual es característico del fenómeno de dilución de flóculos de cera formados en el crudo. Con los anteriores resultados, la prevención de la precipitación de ceras en el pozo Lis-152 puede ser obtenida utilizando una cantidad de condensado equivalente al 20 %vol.

Por otra parte, en Hysys, la selección del índice o regla de mezcla Refutas en los paquetes PR, Grayson Streed, SRK y NRTL reproduce la tendencia experimental para la viscosidad cinemática de las mezclas crudo-condensado. Sin embargo, los errores promedio de predicción son del 38%, subestimando la viscosidad cinemática experimental. Por otro lado, las tendencias de la

viscosidad de las mezclas no son reproducidas en Hysys, utilizando la correlación empírica para el índice de mezcla.

Los estadísticos de desempeño de la regresión para la viscosidad cinemática de las mezclas crudo-condensado, propuesta en el presente documento, reportaron los valores $R^2=0.99$ y $RMSE=0.183$ cSt. La reproducibilidad de la norma ASTM-D445 conduce a valores entre 0.2 y 1.1 cSt. Con esto, la regresión propuesta reporta valores de viscosidad cinemática representativos de los valores obtenidos por la prueba de laboratorio.

6. Recomendaciones

Un análisis detallado de la posible floculación de asfaltenos en la mezcla crudo-condensado para contenidos superiores a 30 %vol de condensado es recomendado como continuación del presente trabajo de aplicación.

También, un análisis de diferentes reglas de mezcla y regresiones para las dos propiedades, viscosidad y densidad, es recomendado en las mezclas crudo-condensado tratadas en el presente documento.

Un estricto control de la presión de salida en el pozo Lis-152 es recomendado para asegurar una presión superior a 300 PSI y evitar la separación del propano contenido en el crudo, con el respectivo enfriamiento y precipitación de parafinas. Lo anterior debido a que el contenido de propano encontrado en los gases del pozo fue superior al 5%.

Referencias Bibliograficas

- Aiyejina, A., Chakrabarti, D.P., Pilgrim, A., Sastry., M.K.S. 2011. Wax formation in oil pipelines: A critical review. *International Journal of Multiphase Flow*, 37, 671–694.
- Alboudwarej, H., Mohan, J., Gozalpour, F., & Jarvis, S.S. 2018. Extra Heavy Oil Production Using Dilution: Viscosity Measurement and Modeling. SPE Western Regional Meeting.
- Alomair, O.A., & Almusallam, A.S. 2013. Heavy Crude Oil Viscosity Reduction and the Impact of Asphaltene Precipitation. *Energy & Fuels*, 27(12), 7267–7276.
- Ashcroft, S., Bookers, D., and Turner, J. 1992. Volumetric Behaviour of Mixtures of Crude Oils and Light Hydrocarbons. *Journal of Institute of Energy*, 131-136.
- Behbahani, T.J., Beigi, A.A.M., Taheri, A., Ghanbari. B. 2015. Investigation of wax precipitation in crude oil: Experimental and modeling. *Petroleum*, 1, 223-230 .
- Brown, T.S., Niesen, V.G., and Erickson, D.D. 1994. “The Effect of Light Ends and High Pressure on Paraffin Formation,” paper SPE 28505 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 25–28 September.
- Brown, T.S., Niesen, V.G., Erickson, D.D. 1994. The effects of light ends and high pressure on paraffin formation. *SPE International*, SPE 28505, 415-429.
- Dalirsefat, R., Feyzi, F. 2007. A thermodynamic model for wax deposition phenomena. *Fuel*, 86, 1402–1408.
- del Carmen García, M., Carbognani, L., Orea, M., Urbina, A. 2000. The influence of alkane class-types on crude oil wax crystallization and inhibitors efficiency. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 25, 99–105.

- Derakhshan, T., & Shariati, A. 2012. Prediction of wax precipitation temperature in petroleum reservoirs upon methane injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 98-99, 1–10.
- Erno, B., Chriest, J., and Given, R. 1994. Equation Predicts Shrinkage of Heavy Oil/Condensate Blends. *Oil and Gas Journal*, 62-67.
- Escobedo, J. and Mansoori, G.A. 1995. Viscometric determination of the onset of asphaltene flocculation: A novel method. *SPE Production & Facilities*.
- Firoozabadi, A. 1999. *Thermodynamics of Hydrocarbon* McGraw-Hill, New York City.
- García, M. del C., & Urbina, A. 2003. Effect of Crude Oil Composition and Blending on Flowing Properties. *Petroleum Science and Technology*, 21, 863–878.
- Hammami, A. & Raines, M. A. 1997. Paraffin Deposition From Crude Oils: Comparison of Laboratory Results to Field Data. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. SPE 38776, 1-15.
- Hankinson, R.W., Thomson, G.H. 1979. *AIChE J.*, 25(4), 653–663.
- King, S.R. & Cotney, C.R. 1996. Development and application of unique natural solvents for treating paraffin and asphaltene related problems. SPE 35265.
- Kortekaas, W.G., Peters, C.J., Arons, J. de S. 1998. High pressure behavior of hydrocarbons Joule-thomson expansion of gas condensates. *Reveu de L'institut Français du Pétrole*, 53, 259-263.
- Kruka, V.R. & Cadena, E.R. 1995. Cloud-point determination for crude oils. *JPT*, SPE 31032, 681-687.

- Labes-Carrier, C., Ronningsen, H.P., Kolnes, J., Leporcher, E. 2002. Wax deposition in north sea gas condensate and oil systems: comparison between operational experience and model prediction, 12. SPE 77573, *Society of Petroleum Engineers*.
- Leontaritis, K. J. 1996. The Asphaltene and Wax Deposition Envelopes. *Fuel Science and Technology International*, 14, 13–39.
- Li, H., Zhang, J. 2003. A generalized model for predicting non-Newtonian viscosity of waxy crudes as a function of temperature and precipitated wax. *Fuel*, 82, 1387–1397.
- Lira-Galeana, C., Firoozabadi, A., Prauznits, J.M. 1996. Thermodynamics of wax precipitation in petroleum mixtures. *AIChE J.*, 42, 239–48.
- Majhi, A., Sharma, Y.K., Kukreti, V.S., Bhatt, K. P., Khanna, R. 2015. Wax Content of Crude Oil: A Function of Kinematic Viscosity and Pour Point. *Petroleum Science and Technology*, 33, 381–387.
- Mayorga, E.A., Mora, C.H., Castro, R.H., Ordoñez, A., Rodríguez, E. 2010. Predicción del proceso de inyección de agua mediante simulación analítica: sector norte del campo Lisama, formación mugrosa, método Craig Geffen & Morse. *Revista de Investigación, Universidad de América*, 3, 57-76.
- McCain, W.D.Jr. 1990. The properties of petroleum fluids. PennWell Publishing Co. Oklahoma.
- Mendoza de la Cruz, J.L., Cedillo-Ramírez, J.C., Aguirre-Gutiérrez, A. de J., García-Sánchez, F., & Aquino-Olivos, M.A. 2015. Incompatibility Determination of Crude Oil Blends from Experimental Viscosity and Density Data. *Energy & Fuels*, 29(2), 480–487.
- Mills, R.V.A. 1923. The Paraffin Problem in Oil Wells. BuMines RI, Serial No. 2550, Dec, 11 pp.

- Motahhari, H. R., Schoeggl, F., Satyro, M. A., & Yarranton, H. W. 2011. Prediction of the Viscosity of Solvent Diluted Live Bitumen at Temperatures up to 175 °C. Canadian Unconventional Resources Conference.
- Nichita, D.V., Goual, L., Firoozabadi, A. 2001. Wax precipitation in gas condensate mixtures. SPE Production & Facilities, SPE 74686, 250-259.
- Pan, H., Firoozabadi, A., & Fotland, P. 1997. Pressure and Composition Effect on Wax Precipitation: Experimental Data and Model Results. *SPE Production & Facilities*, 12, 250–258.
- Priyanto, S., Mansoori, G. A., & Suwono, A. 2001. Measurement of property relationships of nano-structure micelles and coacervates of asphaltene in a pure solvent. *Chemical Engineering Science*, 56(24), 6933–6939.
- Reistle, Jr.C.E. and Blade, O.C. 1932. Paraffin and Congealing-Oil Problems. BuMines Bulletin 348, 171.
- Robinson, E. 1983. Calculate Density of Spiked Crudes. *Hydrocarbon Processing*, 115-120.
- Shanshool, J., Habobi, N. and Kareem, S. 2011. Volumetric behavior of mixtures of different oil-stocks. *Petroleum & Coal*, 53(3), 223-228.
- Shigemoto, N., Al-Maamari, R. S., Jibril, B. Y., & Hirayama, A. 2006. A Study of the Effect of Gas Condensate on the Viscosity and Storage Stability of Omani Heavy Crude Oil. *Energy & Fuels*, 20(6), 2504–2508.
- Shu, W.R. 1984. A Viscosity Correlation for Mixtures of Heavy Oil, Bitumen, and Petroleum Fractions. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 24(03), 277–282.

- Steffensen, R. J. & Smith, R. C. 1973. The Importance of Joule-Thomson Heating (or Cooling) in Temperature Log Interpretation. Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME.
- Straub, T.J. 1989. An Investigation Into Practical Removal of Downhole Paraffin by Thermal Methods and Chemical Solvents. SPE 18889. SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, OK, Mar. 13-14.
- Sutton, R.P., & Bergman, D.F. 2012. Application of the Bergman-Sutton Method for Determining Blend Viscosity. *SPE Production & Operations*, 27(01), 106–124.
- Thierheimer, Jr. & Charles, L. 1990. Solvent for Paraffin Removal from Oilfield Equipment. US 4,925,497, May 15.
- Thota, S.T., Onyeonuna, C.C. 2016. Mitigation of wax in oil pipelines. *International Journal of Engineering Research and Reviews*, 4, 39-47.
- Uren, L.C. 1953. *Petroleum Production Engineering - Oil Field Exploitation*. McGraw-Hill, NY, pp 411-415.
- Villazon, G. M., and Civan, F. 2009. Modeling Multiphase Wax Deposition in Submarine Pipelines After Shut-In, 5. SPE 124725, *Society of Petroleum Engineers*.
- Wang, B., Dong, L.D., 1932. Paraffin characteristics of waxy crude oils in China and the methods of paraffin removal and inhibition. Paper SPE 29954, 1995 SPE International Meeting on Petroleum Engineering, Beijing, People's Republic of China, November 14–17, 33–48.
- Wang, W. & Huang, Q. Prediction for wax deposition in oil pipelines validated by field pigging. *Journal of the Energy Institute*, 87, 196–207.

- Wiehe, I.A., Yarranton, H.W., Akbarzadeh, K., Rahimi, P.M., Teclemariam, A. 2005. The Paradox of Asphaltene Precipitation with Normal Paraffins. *Energy & Fuels*, 19, 1261-1267.
- Woo, G.T., Garbis, S.J. and Gray, T.C. 1984. Long Term Control of Paraffin Deposition. SPE 13126. 59th Annual SPE Technical Conference, Houston, TX, Sept. 16-19.
- Wright, J. C. 1951. Paraffin Prevention and Removal in Wells in Southeastern Ohio_ *Drill. and Prod. Pract.*, API, pp 380-388.
- Zhu, T., Walker, J. A., Liang, J. 2008. Evaluation of Wax Deposition and Its Control During Production of Alaska North Slope Oils. Alaska.

Apéndices

Apéndice A. Curve Fitting Tool de Matlab para la regresión de la viscosidad cinemática de las mezclas crudo-condensado.

