

OPTIMIZACIÓN DEL TRANSPORTE POR OLEODUCTO DE CRUDO PESADO CASTILLA

César Augusto García¹, Omar Cáceres Rodríguez², Fabio Enrique Hernández²,
Luz Edelmira Afanador², Lilia Rodríguez², Pedro Alfonso Casallas³, Guillermo Cruz⁴

RESUMEN

Debido al incremento de las reservas y producción de sus crudos de la cuenca Llanos en el oriente Colombiano, y a la declinación en la producción de los crudos livianos utilizados tradicionalmente como diluyentes, y como resultado de una evaluación integral técnica y económica, Ecopetrol S. A. decidió implementar un esquema de transporte por oleoducto diluyendo los crudos pesados con Nafta.

Utilizando las ecuaciones básicas de flujo de fluidos, se desarrolló una metodología que permite estimar el máximo caudal de fluido para un oleoducto particular. Esta herramienta fue utilizada para determinar el régimen de fluido en el cual el crudo viscoso Castilla puede fluir en régimen laminar bajo las mismas condiciones de caída de presión y caudal que un fluido de baja viscosidad fluyendo en flujo turbulento. De esta manera, los requerimientos de Nafta diluyente fueron minimizados. El uso de este algoritmo, basado en la ecuación explícita de Churchill y Usagi para la estimación del coeficiente de fricción, permitió determinar que la viscosidad óptima para la mezcla de crudo Castilla y Nafta estaba en los alrededores de 300 cS a 30°C para el oleoducto Apiay – Porvenir, el principal cuello de botella en el sistema de evacuación de crudos pesados de la cuenca Llanos. La evaluación también incluyó el desarrollo e implementación de un esquema que permitió el transporte segregado de los crudos livianos de Ecopetrol.

La implementación oportuna de este esquema de transporte segregado del crudo pesado Castilla utilizando Nafta como diluyente permitió que Ecopetrol fuera capaz de incrementar la producción de este crudo de 40 a 75 mil barriles por día (KBPD) en un período de 5 años. Las exportaciones del “Castilla blend” promediaron 2.5 millones de barriles por mes en el 2008, convirtiéndose en el primer producto de exportación de Colombia.

Palabras Claves: Crudo Pesado, Dilución, Oleoductos, Nafta, Segregación, Baches, Hidráulica de oleoductos, Comportamiento reológico.

ABSTRACT

Due to the increase in reserves and production of heavy crude oil in Colombia's Llanos basin, and the decline of production of light conventional crude oil used traditionally as diluents, and as result of a comprehensive technical - economic evaluation, ECOPETROL S.A decided to implement a scheme of heavy oil transport by pipeline, using naphtha as diluent.

By using the basic equation of flow of fluids, a methodology to estimate the maximum flow rate of transport of a particular pipeline for a specific fluid was developed. This tool was used to determine the flow regime in which the Castilla viscous crude oil can flow in laminar regime under the same conditions of pressure drop and flow rate than a low viscosity fluid flowing in turbulent flow. This way, the naphtha requirement was minimized. By using this algorithm, based in the explicit equation of Churchill and Usagi for the estimation of friction coefficient, the optimum viscosity for the Castilla oil – naphtha blend was found to be close to 300 cSt at 30°C for the Apiay - Porvenir pipeline, the main bottleneck in Ecopetrol pipeline infrastructure for the evacuation of heavy oil from Colombia's Llanos basin. The evaluation also included the development and implementation of scheme of segregation of heavy and light crude oil.

The opportune implementation of the segregated scheme of handling and transport of Castilla crude oil diluted with naphtha ECOPETROL was able to increase Castilla crude oil production from 40 to 75 thousand barrels of oil per day (KBPD) in a 5 year span. The exports of “Castilla blend” average 2.5 million barrels per month during 2008, becoming Colombia's main exportation product.

Keywords: Heavy crude oil, Dilution, pipeline, Naphtha, Segregation, Pipeline hydraulics, rheological behaviour.

1. Ecopetrol S.A – Instituto Colombiano Del Petróleo. Bucaramanga. Colombia. e-mail: cesarau.garcia@ecopetrol.com.co

2. Ecopetrol S.A – Instituto Colombiano del Petróleo. Bucaramanga. Colombia

3. Ecopetrol S.A – Superintendencia de Operaciones. Apiay. Villavicencio. Colombia

4. Ecopetrol S.A – Vicepresidencia de Transporte. Bogotá. Cundinamarca. Colombia

INTRODUCCIÓN

Ante la marcada declinación de las reservas petrolíferas colombianas y teniendo en cuenta los altos precios del crudo a nivel mundial registrados en estos últimos años, la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL S.A. ha planteado tres estrategias para mantener la autosuficiencia petrolera del país: incrementar el factor de recobro en campos maduros, aprovechar los campos descubiertos no desarrollados y, especialmente, desarrollar los crudos pesados. Como resultado de esta estrategia, Colombia ha logrado prolongar su autosuficiencia en varios años, monetizando al mismo tiempo las considerables reservas de crudos pesados existentes en el país. La decisión de ECOPETROL se enmarca en el desarrollo del negocio de crudos pesados, una de las principales actividades contempladas en su plan estratégico para los próximos años, que busca alcanzar una producción de 1 millón de barriles equivalentes de petróleo en el 2015.

Como elemento fundamental de esta estrategia, ECOPETROL S.A. estructuró e implementó un proyecto de desarrollo incremental del campo Castilla (crudo de 12.2 °API), en donde ha logrado incrementar la producción de crudo desde valores de 20 mil barriles por día (KBPD) en el año 2000, a niveles de 75 KBPD en el 2009.

El aprovechamiento de estas reservas de crudos pesados trajo consigo la necesidad de enfrentar una serie de retos en las diferentes etapas de producción, transporte, refinación y comercialización (Bastos *et al.*, 2007 y Cáceres, Guarín & Hernández, 2008).

En el caso particular del transporte, la alta viscosidad de los crudos, las grandes distancias entre los campos de producción y los sitios de aprovechamiento (refinerías y puertos de exportación) y la necesidad de asegurar la calidad de crudos livianos como el de Cusiana, que se transportan por la misma red de oleoductos, plantearon retos tecnológicos importantes que exigieron de acciones innovativas.

Después de evaluar diferentes alternativas, Ecopetrol S.A. determinó que el esquema óptimo de transporte del crudo Castilla desde el sitio de producción en los Llanos Orientales Colombianos hasta la refinería de Barrancabermeja y el puerto de exportación de Coveñas era la dilución con Nafta. Igualmente, para poder evacuar este crudo pesado sin afectar las mezclas de otros crudos livianos e intermedios que produce Colombia, se diseñó e implementó un esquema de transporte en baches separados donde se transportan la mezcla de

baja viscosidad de los llanos junto a la mezcla de alta viscosidad de crudo Castilla y Nafta (Castilla *Blend*).

La opción más rentable fue la mezcla con Nafta, lo que ha posibilitado la exportación del crudo Castilla *Blend*, resolviendo el tema del transporte que se constituía como el mayor obstáculo para poder trasladar el crudo pesado Castilla por oleoducto, atravesando la cordillera de los Andes, hasta llegar al puerto caribeño de Coveñas (Cáceres *et al.*, 2008).

En el presente artículo se muestra cómo se determinaron las condiciones fluidodinámicas óptimas para el transporte de la mezcla Castilla a través del tramo Apiay-Porvenir, el cual se constituía en el principal cuello de botella en el transporte del crudo desde el campo de producción hasta los puntos de aprovechamiento y comercialización (Ocensa & Embridge, 2004).

MARCO TEORICO

FLUJO DE FLUIDOS EN TUBERÍA

Se asume un fluido monofásico, newtoniano e incompresible, de densidad ρ y viscosidad μ , que fluye a un caudal Q a través de una tubería de diámetro d , desde el punto 1 al punto 2, tal como se ilustra en la figura 1.

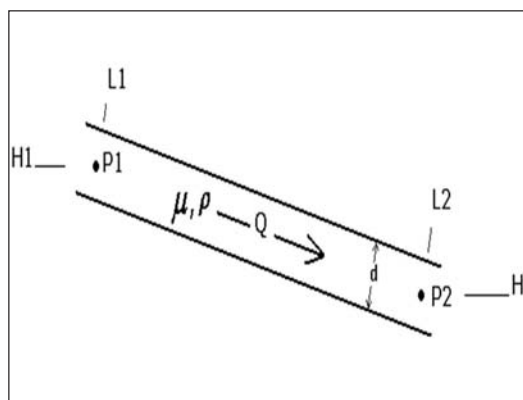


Figura 1. Flujo de fluidos en tubería.

El gradiente de presión interna del fluido está definido como (Bird, Steward & Lightfoot, 1960 y Boger & Halmos, 1991):

$$\nabla P = -\frac{\Delta P}{\Delta L} \quad (1)$$

El gradiente de presión total está definido como la suma de: 1) el gradiente de presión por gravedad, 2) el gradiente de presión por fricción y 3) el gradiente de presión por aceleración.

$$-\frac{\Delta P}{\Delta L} = -\left[\frac{\Delta P}{\Delta L}_{Gravedad} + \frac{\Delta P}{\Delta L}_{Fricción} + \frac{\Delta P}{\Delta L}_{Aceleración} \right] \quad (2)$$

El componente de aceleración es muy pequeño a menos que exista una fase altamente compresible a bajas presiones. Por lo tanto, el gradiente de presión en el caso de oleoductos y en unidades de campo es:

$$-\frac{\Delta P}{\Delta L} = -\rho \left[1.422 \frac{\Delta H}{\Delta L} + \frac{1}{26552} \frac{Q^2}{d^5} f_M \right] \quad (3)$$

Donde

P es la Presión interna en libras por pulgada cuadrada (PSI)

ρ es la densidad del crudo en gramos por mililitro

L es Longitud de la tubería en metros

H corresponde a la Altura de la tubería en metros

Q es el Caudal de fluido en Barriles por día (BPD)

d es el Diámetro interno de la tubería en pulgadas

f_M es el factor adimensional de fricción de Moody

La relación de ρ con la gravedad API está dada por la siguiente expresión:

$$\rho = \frac{141,5}{131,5 + \text{°API}} \quad (4)$$

Los deltas de presión, longitud y altura están definidos a partir de la figura 1 así:

$$\Delta P = P2 - P1 \quad (5)$$

$$\Delta L = L2 - L1 \quad (6)$$

$$\Delta H = H2 - H1 \quad (7)$$

El factor de fricción depende del régimen de flujo y la rugosidad de la tubería K . Si el flujo es laminar, el factor de fricción es función únicamente del número de Reynolds (Re), y es igual a $64/Re$. Para flujo turbulento, el factor de fricción es función tanto de la rugosidad (K), como del número de Reynolds. A altos valores de Re , el factor de fricción es función únicamente de la rugosidad. Este comportamiento del factor de fricción se puede ver en el Diagrama de Moody (Fig. 2) (Bird *et al.*, 1960 y Churchill, 1977).

El número de Reynolds es un parámetro adimensional que relaciona las fuerzas de inercia con las fuerzas viscosas. En mecánica de fluidos, se le conoce como factor de escala, pues relaciona el tamaño y velocidad del sistema con propiedades físicas del fluido (Boger & Halmos, 1991). Para fluidos newtonianos, el número de Reynolds en unidades de campo está definido como:

$$Re = 92,26 \frac{Q}{d\mu} \quad (8)$$

Donde:

μ , es la viscosidad del fluido, cSt

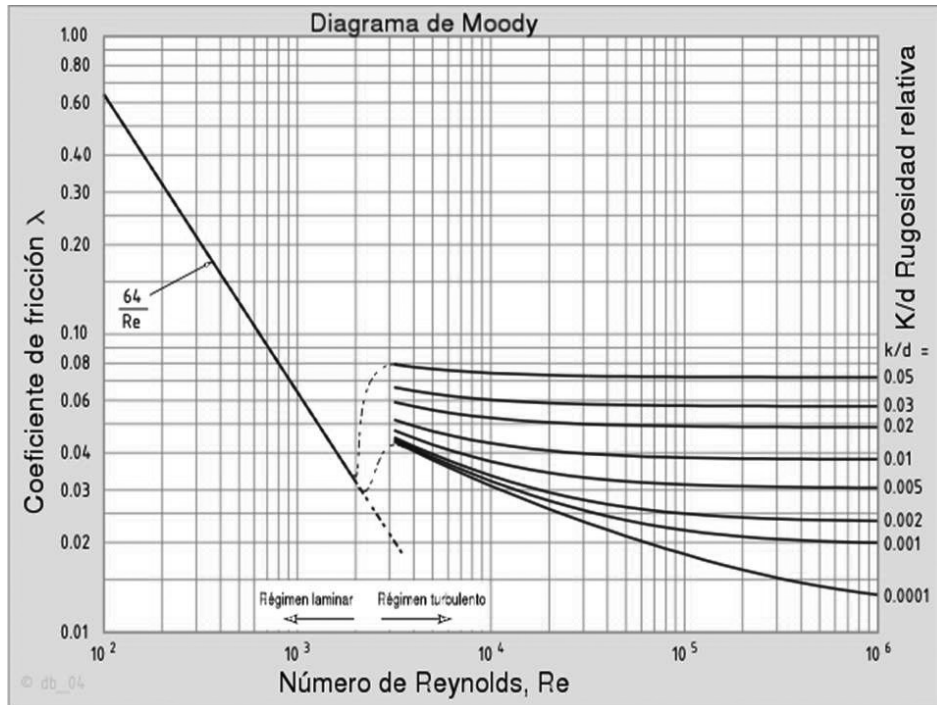


Figura 2. Carta de Moody, factor de fricción en función de Número de Reynolds.

CÁLCULO EXPLÍCITO DEL FACTOR DE FRICCIÓN

Para flujo turbulento existe una serie de ecuaciones implícitas que reemplazan el método gráfico para determinar el factor de fricción. Con el fin de eliminar el proceso iterativo para el cálculo del factor de fricción y simplificar los cálculos de flujo de fluidos, Churchill & Usagi (1972) desarrollaron la siguiente ecuación explícita que permite extender el cálculo del factor de fricción para los regímenes de flujo laminar y turbulento (Churchill & Usagi, 1972, Churchill, 1977 y CRANE, 1988).

$$f_M = 8 \cdot \left[\left(\frac{8}{Re} \right)^{12} + (A+B)^{-1.5} \right]^{\frac{1}{12}} \quad (9)$$

Donde los factores A y B corresponden a las siguientes expresiones:

$$A = \left[2,457 \operatorname{Ln} \left(\frac{1}{\left(\frac{7}{Re} \right)^{0,9} + \left(0,27 \frac{k}{d} \right)} \right) \right]^{16} \quad (9a)$$

$$B = \left(\frac{37530}{Re} \right)^{16}$$

Una vez calculado el factor de fricción se puede proceder a calcular el gradiente de presión y el perfil de presiones a lo largo de cualquier línea de flujo utilizando la ecuación 3.

PRESIÓN MÁXIMA DE OPERACIÓN

Uno de los parámetros que limita la capacidad de un Oleoducto es su Presión Máxima de Operación (PMO) (King & Crockes, 1973). La PMO es igual a la Presión Máxima de Diseño (PMD) multiplicada por el factor de servicio (FS) (para las evaluaciones de este trabajo se definió un factor de servicio de 90%):

$$PMO = PMD \cdot FS \quad (10)$$

La PMD se determina utilizando la ecuación de Barlow (King & Crockes, 1973)

$$PMD = 2S \cdot \frac{e}{D} \quad (11)$$

Donde:

e es el Espesor de la tubería en pulgadas

D es el Diámetro externo de la tubería en pulgadas

S es el Máximo esfuerzo permisible en la pared de la tubería en libras por pulgada cuadrada (psi) y corresponde

al 72% del Esfuerzo de Cedencia (EC) del material en psi (King & Crockes, 1973):

$$S = 0.72 \cdot EC \quad (12)$$

CAPACIDAD MÁXIMA DE TRANSPORTE

La capacidad máxima de transporte de los oleoductos está definida como el caudal máximo de fluido de una densidad y viscosidad dada que puede transportarse, sin que la presión interna sobrepase la presión máxima de operación (PMO) en ningún punto a lo largo de la tubería. Esta variable se determina haciendo uso de la teoría de flujo de fluidos por tubería.

Además de esto, se debe tener en cuenta la capacidad de la unidad de bombeo, la cual depende de la potencia del motor y el tipo y eficiencia de la bomba de despacho. Las estaciones de bombeo Apiay y Monterrey del oleoducto Apiay – El Porvenir pueden generar una presión de descarga hasta de 2.000 psi.

CÁLCULO DEL PERFIL DE TEMPERATURA

Para el cálculo de las propiedades de los fluidos a lo largo de la línea de flujo, se requiere el perfil de temperatura. Al mismo tiempo los perfiles de temperatura y de presión dependen de las propiedades de los fluidos; por lo tanto es necesario un proceso iterativo para la solución del sistema.

Para acoplar la presión y las pérdidas de calor suele utilizarse un algoritmo para el cálculo riguroso del comportamiento fluidodinámico en una tubería. Es necesaria una solución iterativa, ya que el coeficiente global de transferencia de calor y el cambio de entalpia dependen de la presión. Pero si se determinan algunos coeficientes promedio, se puede calcular un perfil de temperatura aproximado independiente de los cálculo de las pérdidas de presión (Beggs, 1991).

La ecuación para el cálculo de la temperatura como función de la localización L , es derivada por Ramey y es escrita como:

$$T_L = T_S + (T_1 - T_S) \operatorname{EXP} \left(-\frac{L}{A} \right) \quad (13)$$

Donde

T_L es la temperatura en la posición L

T_S es la temperatura de entrada ($L=0$)

A es la distancia de relajación definida como:

$$A = \frac{WC_p}{\pi DU} \quad (14)$$

w , es el flujo másico

C_p es el calor específico del fluido

D es el diámetro de la tubería

U es el coeficiente global de transferencia de calor

CÁLCULO DE LA VISCOSIDAD DE MEZCLA DE HIDROCARBUROS

Para determinar la viscosidad de una mezcla de hidrocarburos, como el caso de crudo Castilla y Nafta, suele utilizarse la ecuación de Refutas, donde se define un índice de viscosidad (VBN – Viscosity Blending Number) de los componentes (Al-Besharah, Akashah & Mumford, 1989):

$$VBN_i = 10,975 + 14,535 \cdot LN \left[LN \left(\mu_{i,cSt} + 0,8 \right) \right] \quad (15)$$

Donde el VBN y la viscosidad de la mezcla están definidos como:

$$VBN_M = \sum (VBN_i \cdot W_i) \quad (15a)$$

$$\mu_M = EXP \left(EXP \left(\frac{VBN_M - 10,975}{14,534} \right) \right) - 0,8 \quad (15b)$$

W_i es la fracción másica de los componentes de la mezcla.

DESARROLLO EXPERIMENTAL Y METODOLOGÍA

Al utilizar Nafta como diluyente para viabilizar el transporte de crudos pesados por oleoducto, se hace necesario determinar el punto óptimo en el cual, con el mínimo de Nafta en la mezcla, se logre el máximo caudal por oleoducto. Esto era especialmente importante para el caso colombiano, ya que la Nafta tenía que ser transportada por más de 700 km, desde la refinería de Barrancabermeja hasta el campo de producción. Para determinar este óptimo, se hizo necesario desarrollar una metodología que permitiera evaluar el máximo caudal para fluidos de diferentes viscosidades para cada uno de los oleoductos existentes en Colombia. La evaluación realizada indicó que el trayecto crítico correspondía al oleoducto Apiay – Porvenir (125 km en su mayoría de 16 pulgadas).

Con el fin de determinar las variables óptimas de operación, se desarrolló una metodología que permite calcular la máxima capacidad de transporte de un oleoducto para fluidos de diferentes viscosidades, teniendo como base los perfiles de presión y temperatura del oleoducto.

La metodología utilizada es la siguiente:

1. El oleoducto se divide en M secciones de longitud lo suficientemente pequeñas de manera tal que permita promediar las características del fluido y del tubo. A los puntos de unión de las diferentes secciones se les asigna un número N: el número 1 al inicio de la primera sección y el número N al final de la última sección. Por lo tanto $N=M+1$.
2. A cada punto N del oleoducto se le asignan los valores característicos de la tubería: Longitud desde el punto inicial de la tubería (L), Altura de referencia (H), Diámetro Externo (D), Diámetro Interno (d), Espesor (e), Rugosidad (k) y Esfuerzo de Cedencia (EC).
3. Se determina la presión máxima de operación PMO para cada sección de la tubería utilizando la ecuación de Barlow, Ecuación 11.
4. Se ingresa la Temperatura Ambiente (T_s) de cada punto de la tubería. La temperatura ambiente de cada sección se puede calcular como el promedio de las temperaturas ambiente de su punto inicial y final. Igualmente se ingresa el coeficiente global de transferencia de la tubería (U) en cada uno de los puntos del oleoducto.
5. Se ingresa el caudal del fluido (Q) fiscalizado en el despacho a la temperatura inicial del oleoducto (T_1). Se calcula el perfil de temperatura hacia adelante hasta la temperatura final del oleoducto (T_N).
6. Con base en la presión de recibo al final del oleoducto (P_N), se genera el perfil de presión hacia atrás hasta estimar la presión inicial del oleoducto (P_1).
7. Se establece el perfil de temperatura a lo largo del oleoducto (puntos 1 a N). Asumiendo un valor de temperatura del fluido para el punto 2 (T_2), se calcula la temperatura de la sección 1 como el promedio de su temperatura inicial (T_1) y final (T_2), se estima la densidad (ρ) y la capacidad calorífica (C_p) del fluido a la temperatura de la sección 1. Con esa información se determina el flujo másico (W) y la distancia de relajación (A) a lo largo de la sección 1.

8. Se evalúa la temperatura del fluido para el punto 2 (T_2). Si el valor asumido y el valor T_2 calculado cumple con una tolerancia preestablecida, se adelanta el cálculo de la temperatura de los siguientes puntos y secciones. Si no cumple con la tolerancia especificada, se repite el proceso tomando como valor de partida el último calculado.
9. Se calcula la viscosidad del fluido (μ) en función de la temperatura correspondiente a cada sección.
10. Se evalúa el número de Reynolds (Re) en cada sección.
11. Se calcula el factor de fricción (f_M), se estiman los deltas de longitud y altura (ΔL y ΔH) y se evalúa el delta de presión (ΔP) para cada una de las secciones en que se dividió el oleoducto.
12. Se calcula el perfil de presión de los puntos N a 1.
13. Se determina el caudal máximo o capacidad máxima de transporte de fluido a través del oleoducto asegurándose que la presión (P) no supere la presión máxima de operación (PMO). También se debe tener en cuenta que la presión inicial del oleoducto (P_i) no supere la presión máxima alcanzable por la unidad de bombeo. El cálculo de la esta capacidad máxima se determina de manera iterativa.

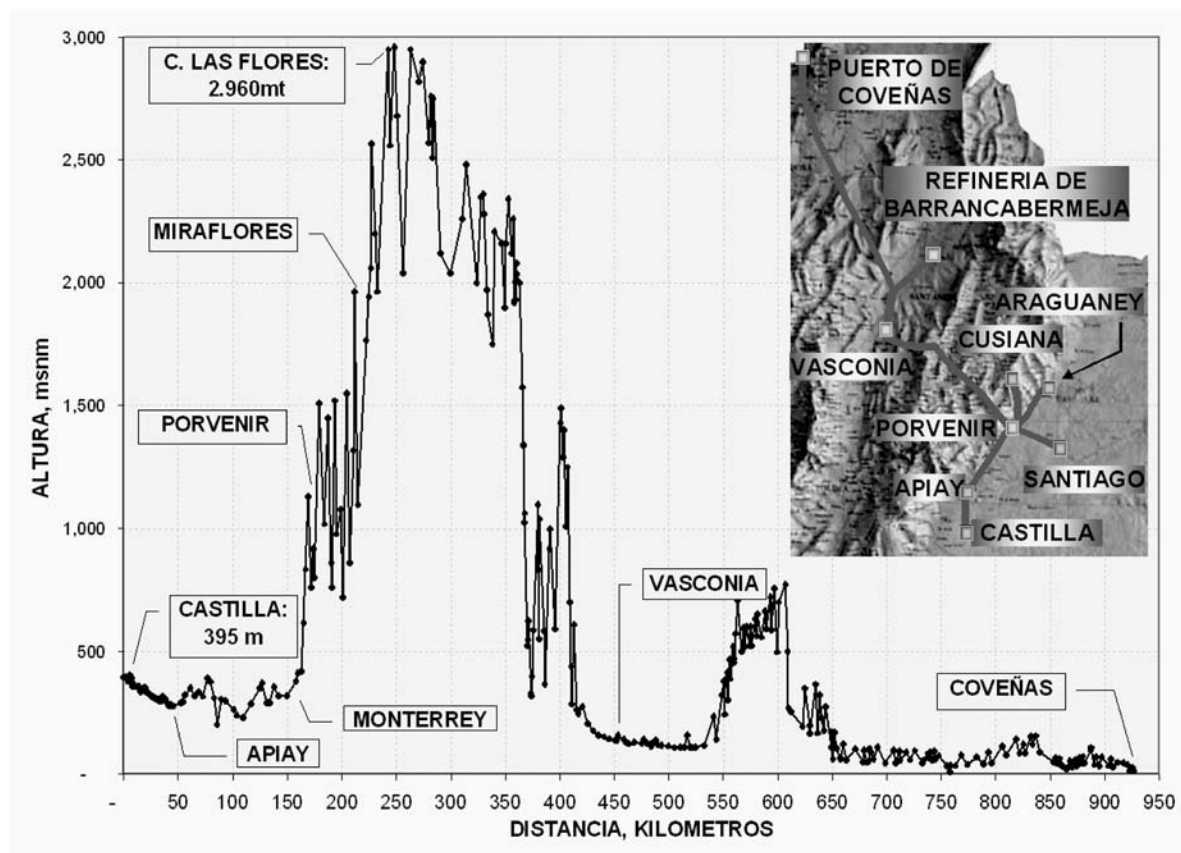


Figura 3. Perfil de la red de oleoductos que permiten evacuar la producción de crudos pesados del campo Castilla.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

SISTEMA DE EVACUACIÓN DE CRUDO PESADOS DESDE EL CAMPO CASTILLA HASTA LA REFINERÍA O PUERTO DE EXPORTACIÓN

Para la evacuación de los crudos del área de los Llanos, ECOPEPETROL cuenta con los siguientes oleoductos:

- Oleoducto Castilla – Apiay que se extiende por 43,6 kilómetros entre la estación de Transferencia de Castilla (ETC) y la estación de Apiay.
- Oleoducto Apiay – El Porvenir, que se extiende por 125,5 kilómetros entre Apiay y la estación del Porvenir, en el Piedemonte Colombiano.
- El oleoducto Central de los Llanos (OCENSA), que atraviesa la rama oriental de la cordillera de los Andes, a una altura cercana a los 3000 msnm, conectando la estación de El Porvenir con Vasconia, sitio en donde se determina la ruta de los crudos: refinería de Barrancabermeja o puerto de exportación de Coveñas. Este oleoducto se constituye en la columna vertebral de la evacuación de la totalidad de los crudos producidos en los llanos, ya que tiene que transportar, en forma segregada, las diferentes mezclas de exportación o de carga a las refinerías colombianas.

El esquema de la red de oleoductos que permite evacuar los crudos pesados del campo Castilla, así como la altimetría del sistema de transporte (perfil topográfico), se muestra en la figura 3.

CAPACIDAD DE TRANSPORTE DEL OLEODUCTO APIAY-PORVENIR

Como se mencionó, la evaluación realizada por Ecopetrol S.A. resultó en que el cuello de botella para la evacuación de los escenarios de producción de crudos pesados se centró en el oleoducto Apiay – Porvenir. Este oleoducto se extiende por 125,5 kilómetros entre Apiay y la estación del Porvenir, en el Piedemonte Colombiano. Cuenta con una estación de rebombeo en el km. 119,1, la estación Monterrey, con el objeto de facilitar el ascenso del crudo hasta el Porvenir (de 420 a 1132 metros sobre el nivel del mar) de 6.4 Km. El diámetro del primer tramo, Apiay–Monterrey, es en su mayoría, de 16 pulgadas. El diámetro Monterrey-Porvenir es de 12 pulgadas. La topografía de este oleoducto se muestra en la figura 3.

Para la optimización del esquema operativo del oleoducto Apiay – El Porvenir, donde se buscaba maximizar el transporte de Crudo y minimizar el uso de Nafta, se calculó el caudal máximo en función de la viscosidad y densidad del crudo con las siguientes consideraciones:

- Se consideró operación isotérmica del oleoducto, asumiendo que la temperatura del fluido en todo el oleoducto era de 86°F, considerada que es la mínima temperatura alcanzable a las condiciones normales de operación. Esto permite tener en cuenta las paradas de flujo del oleoducto, cuando la temperatura del fluido cae de unos 112°F a la salida en Apiay, a valores cercanos a la temperatura ambiente. Por lo tanto la viscosidad y la densidad del crudo utilizadas en el cálculo de la capacidad máxima están referenciadas a 86°F.
- El tamaño de las secciones en las que se dividió el oleoducto correspondieron al perfil topográfico disponible, con secciones de unos 3 km de longitud como promedio. Ya que no se realizará un cálculo del perfil de temperatura, donde se requiere una división más pequeña para determinar las propiedades del fluido, esta consideración no afecta significativamente los cálculos de pérdidas de presión.
- Por consideraciones operativas, la presión de descarga de la unidad de bombeo en Apiay no podía superar 1850 psi. De la misma manera, la presión de recibo en Monterrey y El Porvenir debe ser de mínimo 100 psi.
- Los valores de entrada para las corridas hidráulicas son la Densidad y la Viscosidad del fluido. Se obtiene como resultado un Caudal Máximo, con el cual la presión del fluido no supera ni la presión máxima de operación del oleoducto, ni la presión máxima de descarga de la unidad de bombeo.

Los resultados se muestran en la figura 4

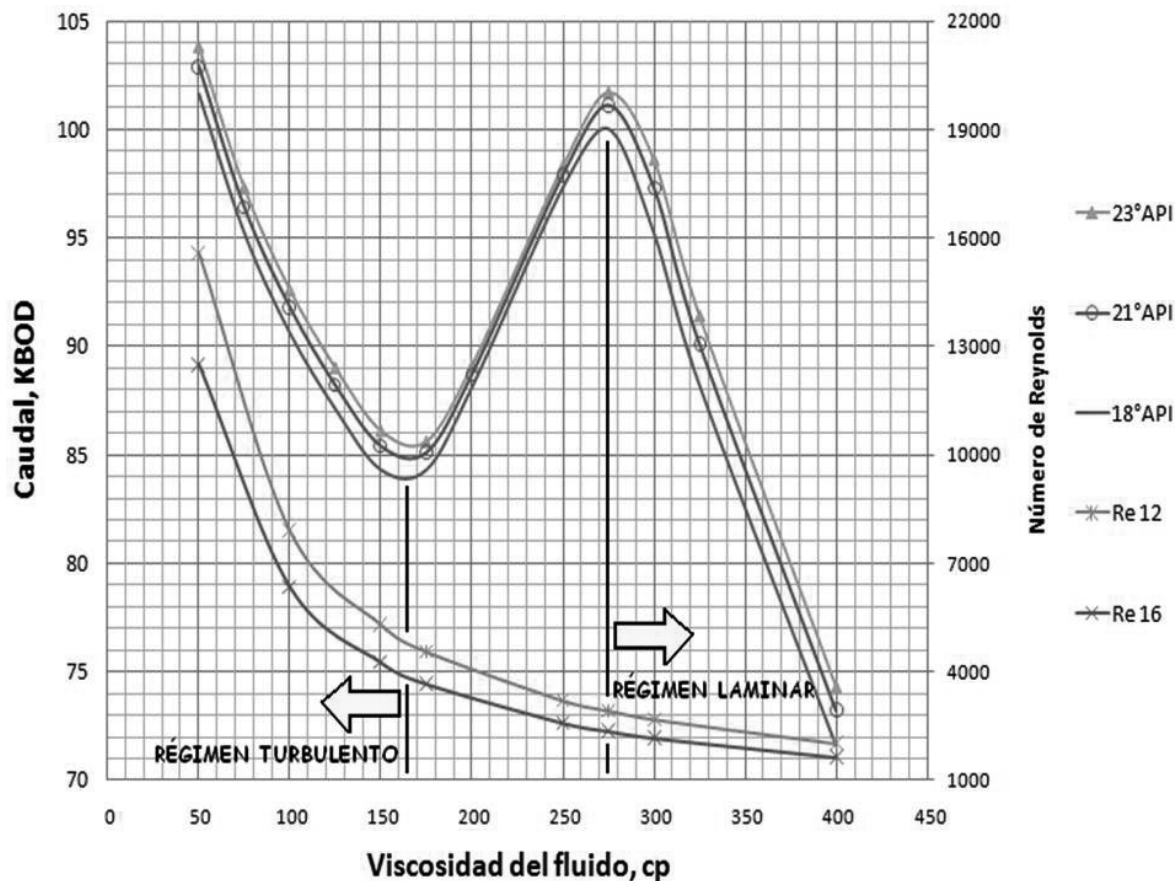


Figura 4. Capacidad Máxima de transporte del Oleoducto Apiay – El Porvenir.

Los resultados para una mezcla de 18°API muestran un caudal mínimo de 84 KBOPD para una viscosidad cercana a 165 cP y un caudal máximo de 100 KBOPD para una viscosidad de 275 cP aproximadamente. La existencia de estos valores locales se puede explicar debido al cambio de régimen de flujo en la medida en que se incrementa la viscosidad de la mezcla. Lo que indican los resultados es que se tiene flujo turbulento si la mezcla de crudo se prepara con una viscosidad inferior a 165 cp, para todos los valores de densidad API evaluados. Esto implica un alto consumo de diluyente para la preparación de mezclas Castilla con Nafta. Por otra parte el flujo es laminar si la mezcla de crudo se prepara con más de 275 cp para todos los valores de densidad API evaluados, lo que requiere menor consumo de Nafta. La zona intermedia en el rango de viscosidad entre 165 y 275 cp, corresponde al régimen de flujo de transición, el cual se caracteriza por ser inestable.

Sin embargo, la principal observación de los resultados expuestos en la figura 4, es que se pueden definir pares de viscosidad, una baja y otra alta, donde se tiene la misma

capacidad de transporte. Así por ejemplo, un crudo con 275 cp de viscosidad se puede transportar con el mismo caudal que un crudo de 60 cp, esto es a 100 KBOPD.

A continuación se describe como estos resultados permitieron tomar decisiones innovadoras con el fin de maximizar la producción de crudo Castilla reduciendo los requerimientos de Nafta.

Hasta mediados del año 2005, la totalidad de crudo Castilla era evacuado del campo en una mezcla con los otros crudos del área, como son Apiay y Chichimene, en la llamada mezcla Llanos (23°API). Sin embargo, en la medida en que el desarrollo del campo Castilla permitió obtener volúmenes incrementales del crudo pesado Castilla, paralela a la declinación de los otros campos, la preparación de esta mezcla se hizo insostenible, tanto por el incremento en viscosidad como por reducción en la gravedad API de la mezcla. En la tabla 1 se muestra una proyección que permite visualizar el reto al que se enfrentó ECOPETROL S.A. cuando decidió maximizar la producción de sus crudos pesados en los llanos orientales.

Tabla 1. Comportamiento proyectado de la mezcla llanos entre los años 2004 – 2006.

AÑO	2004	2005	2006
Caudal de Crudo Castilla	15 KBOPD (13,5 API)	40 KBOPD (13 API)	60 KBOPD (12°API)
Caudal de Crudo Mezcla Apiay/ Chichimene	32 KBOPD (24,5 API)	28 KBOPD (24,5 API)	23 KBOPD (24,5 API)
Caudal de Crudo Llanos	47 KBOPD	68 KBOPD	83 KBOPD
Densidad Crudo Llanos	21°API	18°API	15°API
Nafta para ajuste de Mezcla Llanos en 23°API	3 KBPD	12 KBPD	22 KBPD
Total Mezcla Llanos	50 KBOPD	80 KBOPD	105 KBOPD

La tabla 1 muestra que la producción del crudo Llanos prácticamente se duplicaría entre los años 2004 y 2006, y que su densidad API caería de 21 a 15°API, esto debido a la producción incremental de crudo pesado Castilla.

Incluso este crudo sería cada vez más pesado, ya que su masificación vendría del área Norte del campo, la cual ha mostrado crudos con densidad API menores de 12°.

Esta dinámica de producción de los crudos de los Llanos, requeriría aumentar la cantidad de Nafta de unos 3 KBPD a 22 KBPD, para ajustar la mezcla Llanos en 23°API, antes de enviarla al oleoducto. Por otra parte, un crudo de 23°API, tiene entre 50 y 70 cp de viscosidad a 86°F y, de acuerdo a la figura 4, el caudal de este crudo por el oleoducto Apiay – El Porvenir no debe superar los 104 KBOPD, lo que es menor que la cantidad de Mezcla Llanos para el año 2006 de 105 KBOPD. Así que el reto planteado por el incremento de la producción de crudo pesado estaba dirigido a la disponibilidad de diluyente y a la capacidad del oleoducto Apiay – El Porvenir.

Inicialmente se evaluó técnica y económicamente la opción de bajar la cota de densidad para la mezcla Llanos de 23°API. El resultado mostró que se podría reducir este valor hasta 21°API. Con esta decisión se lograría bajar los requerimientos de Nafta de 22 a 16 KBPD. Ahora bien, un crudo de 21°API tiene entre 110 y 130 cp de viscosidad a 86°F y, de acuerdo a la figura 4 no se podría transportar más de 89 KBOPD, lo que sería unos 10 KBOPD menos de la cantidad requerida. Por lo tanto esta

decisión aliviaría la problemática de la disponibilidad de diluyente, más no la del transporte.

Por lo tanto se planteó la formación de una nueva mezcla compuesta con la mayoría de crudo Castilla de 12°API y Nafta, con una viscosidad mayor a la de la mezcla Llanos, de modo que se pudiera transportar de manera segregada a la misma tasa de flujo. La mezcla Castilla sería transportada en régimen laminar mientras que la mezcla Llanos sería transportada en régimen turbulento.

De acuerdo a la figura 4, se podría manejar de manera segregada un crudo de 275 cp y uno de 60 cp a un mismo flujo máximo de 100 KBOPD por el oleoducto Apiay – El Porvenir. Por lo tanto se determinó el requerimiento de Nafta para reducir la viscosidad del crudo Castilla a valores cercanos a los 275 cp.

En la figura 5 se muestran las mediciones de viscosidad de las mezclas de crudo Castilla con diferentes proporciones de Nafta virgen, realizadas en el Laboratorio de Fenómenos Interfaciales y Reología del Instituto Colombiano del Petróleo. Los datos se reportan a 86°F; puede apreciarse que la viscosidad del crudo Castilla, que originalmente es cercana a 8.000 cSt a 30°C, se reduce drásticamente con ligeros incrementos en el volumen de Nafta diluyente.

La cantidad de Nafta requerida para obtener una viscosidad cercana a los 275 cp (290 cSt) en el bache pesado Castilla, es de aproximadamente 18%vol, según la anterior figura.

Por lo tanto, la solución al reto planteado para la producción incremental del crudo Castilla para el año 2006 sería la segregación del crudo Castilla diluido con Nafta a una viscosidad cercana a los 300 cSt. La siguiente tabla muestra el impacto que tuvo esta decisión en el requerimiento de Nafta y en la capacidad de transporte del oleoducto Apiay – El Porvenir.

Tabla 2. Segregación de Crudo Castilla

Crudos	Mezcla Llanos 60 cSt – 23 °API	Mezcla Castilla 300 cSt – 18 °API
Caudal de Crudo Castilla	2 KBOPD	58 KBOPD
Caudal de Crudo Mezcla Apiay/ Chichimene	23 KBOPD	0 KBOPD
Caudal de Crudo	25 KBOPD	58 KBOPD
Densidad Crudo	23 API	12 API
Nafta para ajuste de Mezcla	0 KBPD	11 KBOPD
Total Mezcla	25 KBOPD	69 KBOPD

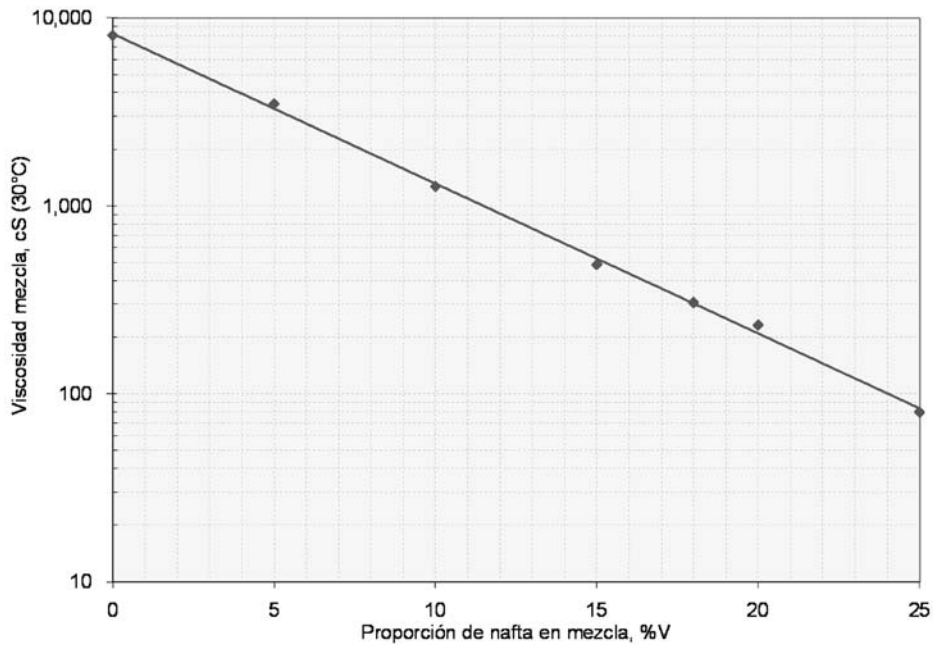


Figura 5. Curva reológica de la mezcla de crudo Castilla con Nafta virgen, según información del laboratorio de Reología y Fenómenos Interfaciales del ICP

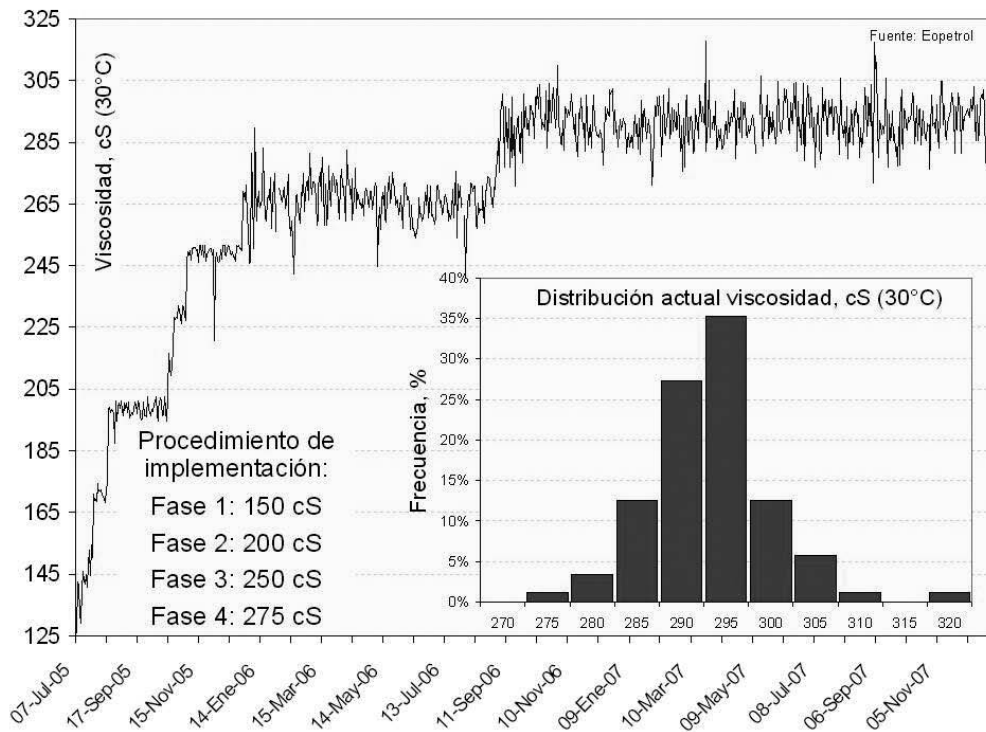


Figura 6. Evolución de la viscosidad de la mezcla Castilla transportada por el oleoducto.

De acuerdo a la tabla anterior se transportarían 94 KBOPD totales de crudo en dos baches, uno pesado denominado mezcla Castilla y otro liviano denominado mezcla Llanos o Apiay. Este caudal total es menor a los 100 KBOPD de capacidad máxima del oleoducto para transportar estas mezclas (ver fig. 4). Por lo tanto se podría manejar otros 5 KBOPD de crudo Castilla diluido con otros 1 KBPD de Nafta. Además de esto el requerimiento de Nafta se redujo en un 50% al planteado por el reto 2006 (compárese con la tabla 1)

La implementación de esta recomendación se hizo gradualmente, evaluando cuidadosamente los diferentes factores de la operación. El ajuste de la viscosidad de la mezcla Castilla en la Estación de Bombeo Apiay (EBA) se realizó de manera progresiva en cuatro fases para alcanzar 300 cSt. Con ayuda de la ecuación 15 se determinaron los volúmenes de crudo Castilla y diluyente a ser mezclados en la estación. Luego de realizada la mezcla, se midió la viscosidad real de la mezcla y se hace el ajuste necesario. Un seguimiento de las mediciones de viscosidad de la mezcla Castilla se muestran en la figura 6. Actualmente el oleoducto Apiay–Porvenir transporta una mezcla Castilla con viscosidad promedio de 295 cSt y una gravedad API de 18,2.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se estableció una metodología que permite estimar la capacidad máxima de transporte de los oleoductos en función de la viscosidad y la densidad de las mezclas. Esta herramienta permite definir el escenario donde un crudo de alta viscosidad fluye en régimen laminar bajo las mismas condiciones de caída de presión y caudal que un fluido de baja viscosidad en régimen de flujo turbulento. De esta manera, se optimiza el consumo de Nafta diluyente.

Con base en la determinación de la capacidad máxima de los oleoductos, se determinó la viscosidad óptima de la mezcla Castilla, donde se maximiza el transporte de crudo Castilla y se minimiza el requerimiento de Nafta. Se estableció la viscosidad de trabajo para el *Castilla Blend* en 300 cSt a 30 °C, como la apropiada para el transporte por la infraestructura existente.

Con la implementación oportuna del sistema segregado de manejo y transporte de crudo Castilla diluido con Nafta se logró:

1. Maximizar la utilización de la infraestructura existente para el manejo segregado de crudos pesados sin afectar la calidad de los otros crudos transportados.
2. Demostrar la viabilidad de manejar por oleoductos baches de crudos en regímenes de flujo diferentes (laminar y turbulento) bajo las mismas condiciones de presión y flujo.
3. Maximizar el crudo pesado transportado por oleoductos con los mínimos requerimientos de diluyente (Nafta).
4. Viabilizar la producción incremental de crudo Castilla, de 40 a más de 60 KBPD.
5. Establecer un esquema para el transporte de crudo Castilla, el cual está siendo implementado actualmente para el manejo de otros crudos pesados del país, como son San Fernando, Rubiales y los crudos del Valle Medio del Magdalena.
6. Recuperar la calidad de la mezcla Vasconia, la cual mantiene sus estándares de calidad al ser comercializada como un crudo con contenido de azufre inferior a 1% (w/w) y 23°API de densidad, y posicionar una nueva mezcla en el mercado de Centro América y el Caribe: *El Castilla Blend*.
7. Validar el modelo hidráulico que utiliza una ecuación explícita extendida para determinar el factor de fricción para los regímenes de flujo laminar y turbulento (Churchill y Usagi) y determinar las propiedades fluidodinámicas de las mezclas de crudo pesado/Nafta óptimas para el transporte en función de la mejor relación crudo/Nafta.
8. Validar el modelo de mezclado (VBN) propuesto por la ecuación de Refutas, con los análisis reológicos realizados en el Laboratorio de Reología y Fenómenos Interfaciales del ICP, para utilizarlo para predecir la viscosidad de las mezclas de crudos y diluciones de crudo pesado

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen la colaboración del personal de operaciones de las estaciones de bombeo de Castilla, Apiay, Monterrey y Porvenir, así como del personal del laboratorio de Reología del ICP.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. AL-BESHARAH J. M., AKASHAH S. A. and Mumford (1989). "Binary mixture viscosities". Two part series. Oil and Gas Journal, Feb-20 pp 35 and Mar-6 pp 50.
2. BASTOS F. *et al.* (2007). "Estrategia de comercialización de crudos pesados, para la introducción del crudo Castilla en el mercado internacional". Trabajo presentado en el *XII congreso Colombiano del Petróleo y Gas ACIPET*.
3. BEGGS H. D. (1991). Production Optimization using NODAL Analysis. OGI Publications.
4. BIRD R. B., STEWARD W. E. AND LIGHTFOOT E. N. (1960). "Transport phenomena". New York: John Wiley & Sons, Inc.
5. BOGER D. V. AND HALMOS A. L. (1991). "Non Newtonian flow II: fully developed tube flow. Transport, Momentum transport, Viscoelasticity and Turbulence". Series C. Department of chemical engineering Monash University Clayton. Australia: Gordon R. J. AICHEMI 1991 v2
6. CÁCERES O., GUARÍN F. Y HERNÁNDEZ F. (2008) "El aprovechamiento de los crudos pesados colombianos: retos y oportunidades del proyecto de desarrollo del campo Castilla", código EXPL-5-OC-16 a presentar en el *VI congreso INGEPET*, Lima Perú.
7. CHURCHILL S. W. AND USAGI P.A. (1972). "A general expression for the correlation of rates transfer and other phenomena". AICHE J Chem. Vol. 18 No 6 , 1972, pp 1121-1128
8. CHURCHILL S. W. (1977). "Friction factor spans all fluid-flow regimes". Chem. Eng., Nov. 7, pp 91-92
9. CRANE (1988). "Flujo de fluidos en válvulas, accesorios y tuberías". USA: Crane.
10. KING R. C. & CROCKES S. (1973). Piping Handbook. USA: Mc. Graw-Hill, Inc.
11. OCENSA Y EMBRIDGE (2004). "Heavy Crude Study"
12. OLUJIC, Z. (1981). "Compute friction factors fast for flow in pipes". Chemical Engineering. Dec. 14, pp.

Fecha de recepción: Enero del 2010

Fecha de aceptación: Mayo de 2010