



Transporte de Crudos Pesados y Extra-Pesados en Conductos

Investigadores:

Dr. Arturo Palacio Pérez

Dr. Alejandro Rodríguez Valdés

Dr. Enrique Guzmán Vázquez

1. Panorámica nacional sobre el transporte de crudos pesados y extra-pesados

Una parte importante de la producción actual de hidrocarburos en México consiste de crudos pesados y extra-pesados. Concretamente, alrededor del 50% de la producción total está constituida por variedades de aceites cuyas viscosidades típicas van de 100 a 10,000 cP (de 0.1 a 10 Pa.s), y con gravedades que oscilan entre 20° y 10° API (Pemex, 2013). En algunos casos extremos la viscosidad incluso llega a ser superior a los 10^6 cP (1,000 Pa.s). La figura 1 da una idea de la diferencia que hay en la “fluidez” de un crudo extra-pesado con respecto a uno de baja viscosidad.



Figura 1. Contraste entre crudos ligeros (alto API y baja viscosidad) y extra-pesados (bajo API y alta viscosidad) (fuente: RBN Energy LLC, 2016).

Tras la extracción, el transporte de hidrocarburos de alta viscosidad a través de una red existente de oleoductos representa uno de los retos técnicos más importantes para la industria. Se trata, entonces, de un aspecto central dentro del concepto de “aseguramiento de flujo”.

La movilización de crudos muy viscosos a través de tuberías supone los siguientes problemas:

- Incremento de las presiones de operación y de la capacidad de bombeo requerida
- Incremento de los costos energéticos, ambientales y económicos
- Incremento de los riesgos de rupturas y fallos a causa de las sobre-presiones (los tubos suelen perder resistencia con el tiempo)

A pesar de los riesgos y problemas potenciales, el envío por tubería sigue siendo el método más efectivo en términos de seguridad. Por ejemplo, el costo asociado a incidentes (fugas, conflagraciones, etc.) por cada 10^9 toneladas/milla transportada es 10 veces menor que el siguiente método más competitivo, mientras que el volumen de envío es 10 veces superior a cualquier otro método existente (Department of Transportation USA, 2010). También en el renglón económico hay importantes beneficios: el costo directo del transporte por ducto representa tan sólo 1/10 del costo por tren (que es el siguiente método más económico para el transporte por vía terrestre).

A las consideraciones anteriores hay que añadir que México cuenta con una importante red de oleoductos, cuya extensión ronda los 12,000 km. El plan de modernización y expansión de la red contempla un crecimiento de 38% en los próximos 10 años (con fecha de finalización en 2020).

En suma, el transporte de hidrocarburos pesados y extra-pesados por medio de oleoductos representa un problema infranqueable y de gran relevancia para México. Cabe mencionar que también hay otros países productores petróleo que enfrentan situaciones similares (p. ej. Canadá).

2. Naturaleza del flujo y sus complicaciones

La viscosidad es la propiedad más importante para efectos del transporte de hidrocarburos a través de ductos. La fricción producida a causa del flujo depende directamente de ella, de tal manera que en cuanto mayor sea la viscosidad, mayores son las pérdidas de carga por fricción. Por otra parte, debido a su composición química la viscosidad del petróleo puede llegar a exhibir un comportamiento complejo (e.g. visco-elástico), con dependencias no-lineales de la temperatura, de la presión, etc.

Las técnicas para mejorar el flujo suelen apoyarse en este hecho, y su efectividad depende de cómo son explotadas dichas dependencias en cada caso. Naturalmente, el patrón de flujo es un factor clave que debe ser considerado durante la optimización, e implementación, de cualquier método de reducción de la fricción. Por ejemplo, la figura 2 muestra las diferencias que surgen en un patrón de flujo intermitente de alta viscosidad cuando los flujos de gas cambian “ligeramente”. Sigue que la efectividad de la estrategia de transporte queda condicionada por las características particulares del flujo .



(a)



(b)

Figura 2. Flujo intermitente con líquido de alta viscosidad y (a) bajo gasto de gas, (b) gasto moderado de gas. El frente de mezclado refleja la diferencia que hay en las características de la intermitencia en ambos casos.

Un método que ha demostrado ser eficaz para mejorar el flujo consiste en combinar crudos extra-pesados con hidrocarburos ligeros. El efecto global es el de obtener una mezcla con viscosidad reducida. El mecanismo de reducción está en función del tipo de mezclado, las propiedades de los fluidos, y los patrones de flujo. Esta técnica resulta atractiva debido a su bajo costo (especialmente si es comparada con las que se basan en el control de la temperatura), y también porque es más sencilla de implementar y de controlar.

3. Investigación aplicada: desarrollo de métodos de reducción del arrastre

Con base en lo expuesto, la Coordinación de Procesos Industriales y Ambientales del IINGEN lleva a cabo investigaciones enfocadas resolver los problemas asociados a los flujos multifásicos típicamente encontrados en la industria petrolera. Los trabajos experimentales correspondientes se focalizan, principalmente, en los procesos de transporte de hidrocarburos pesados y extra-pesados, y se llevan a cabo en dos laboratorios altamente especializados.

En el Laboratorio de Flujos Multifásicos situado en Ciudad Universitaria se experimenta con mezclas bifásicas (y trifásicas) de fluidos “modelo”, cuyas viscosidades pueden superar los 30,000 cP (30 Pa.s). Las secciones de prueba están constituidas por tuberías con perfiles topográficos configurables, y longitudes de desarrollo relativamente largas (las relaciones longitud-diámetro mínimas se encuentran en el intervalo 394:1 a 1,180:1). Por otra parte, el Centro de Investigación de Crudo Extra-Pesado y Recuperación Mejorada (CICERM), fundado conjuntamente por la UNAM y la empresa Geo-Estratos en la ciudad de Mérida (Yucatán), cuenta con un laboratorio que ha sido diseñado para trabajar con los crudos que actualmente se producen en los diferentes activos del país. Imágenes de las secciones de prueba en cada laboratorio se muestran en la figura 3.



(a)



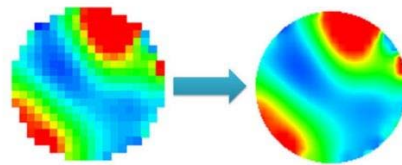
(b)

Figura 3. Secciones de prueba del: (a) Laboratorio de Flujos Multifásicos del IINGEN en Ciudad Universitaria, y (b) Laboratorio de crudos en el CICERM en Mérida, Yucatán.

Una inversión considerable ha permitido equipar ambos laboratorios con dos de los sistemas de tomografía computarizada más avanzados del país (figura 4). Las tomografías se complementan con mediciones obtenidas a través de sofisticados sistemas de adquisición de datos, video de alta velocidad, sensores y celdas piezoeléctricas.



(a)



(b)

Figura 4. Sensor del sistema de tomografía computarizada (a). Distribución de fases en la sección transversal del tubo (b). Aparte de entregar una medición directa las fracciones de área, la tomografía permite obtener la evolución temporal de las fracciones volumétricas de cada fase (cortesía de ITC plc., UK).

Recientemente, en la primera fase de estas investigaciones se puso a prueba un nuevo bio-reductor de arrastre (diseñado por la empresa Geo Estratos) con resultados muy positivos, tanto en las pruebas de laboratorio como en las pruebas de campo. Como se puede apreciar en la curva de la figura 5, la aplicación del bio-reductor de arrastre (BRV) conduce a una disminución sustancial de la viscosidad con respecto al flujo de referencia (línea azul). Estos resultados han permitido plantear estudios adicionales, con el fin de optimizar el uso del BRV en distintas condiciones de operación.

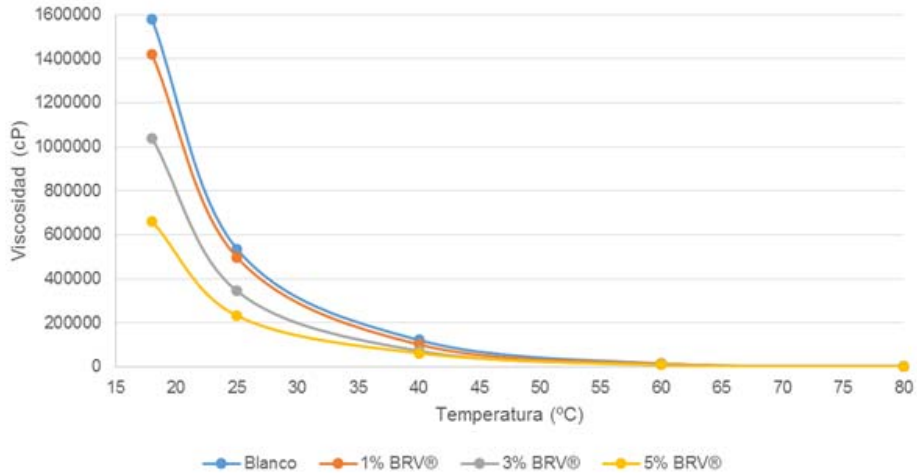


Figura 5. Efecto del bio-reductor de arrastre (BRV) en la viscosidad de un curdo extra-pesado. Una dosificación del 5% permite reducir la viscosidad en más del 50% en un amplio intervalo de temperaturas.

Por otra parte, el trabajo experimental lleva a concluir que los fluidos de alta viscosidad en la mezcla modifican la dinámica del flujo resultante de manera importante (Fig. 6). Esto causa que la evolución del flujo sea marcadamente diferente de la que predicen las correlaciones típicamente utilizadas en la industria. En consecuencia, los simuladores comerciales no son suficientemente confiables para realizar los cálculos para el diseño y operación de los sistemas de transporte particulares.

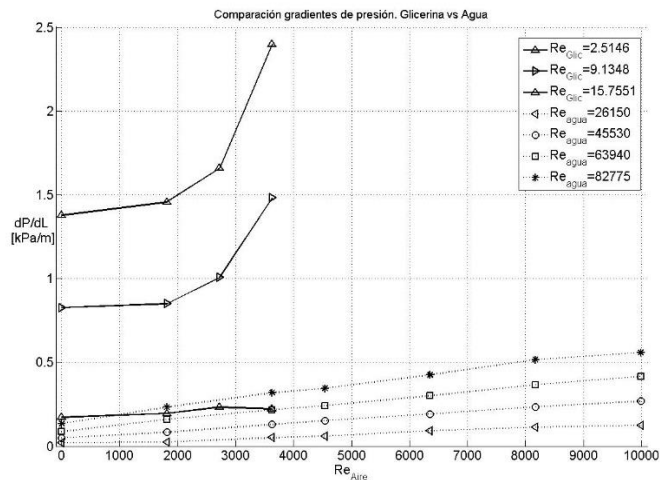
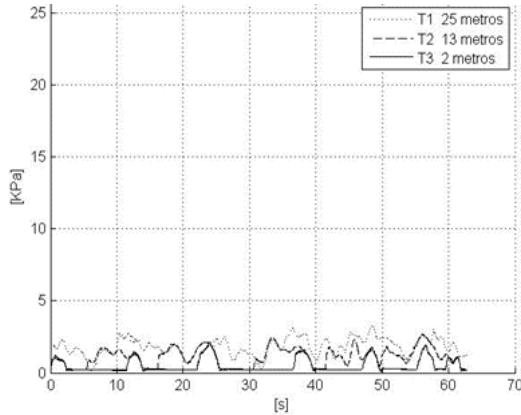
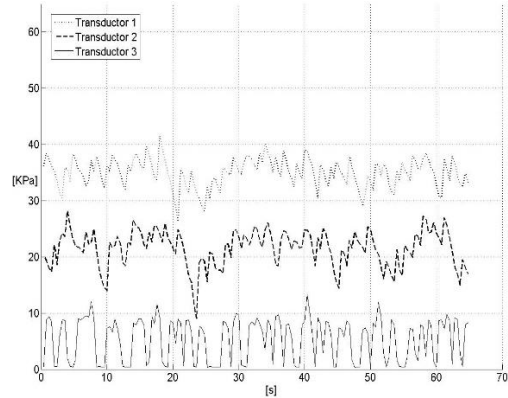


Figura 6. Diferencias dinámicas entre flujos de mezclas bifásicas líquido-gas. Las curvas en negrita muestran que el comportamiento de un flujo con líquidos de alta viscosidad difiere ostensiblemente del comportamiento con líquidos de baja viscosidad.

Este tipo de comportamiento refleja las diferencias dinámicas que hay en el flujo resultante (Fig. 7). Por último, otro factor que limita el uso de las técnicas usuales para la predicción de flujo, es que las fronteras que delimitan los patrones de flujo también discrepan significativamente de las producidas con mezclas de baja viscosidad.



(a)



(b)

Figura 7. Diferencias en la intermitencia de flujos con gastos similares líquido y gas. Las curvas de la figura (a) se producen con líquidos de baja viscosidad, y las de la figura (b) con líquidos de alta viscosidad.

Con el objeto de atender la problemática expuesta, los estudios en curso están siendo orientados a desarrollar métodos que permitan reducir las caídas de presión. Asimismo, se desarrollan herramientas que permiten predecir las propiedades de los flujos con líquidos muy viscosos, de tal modo que dichas herramientas sean de utilidad en las etapas críticas de diseño, operación y mantenimiento de las instalaciones de producción petrolera.