

Estudio sobre la inyección de aceite ligero en pozos de aceite extrapesado

Francisco J. Flores Arteaga

PEMEX/GIIMAF - Facultad de Ingeniería - UNAM

T. Iván Guerrero Sarabia

GIIMAF - Facultad de Ingeniería - UNAM

Simón López Ramírez

USIP - Facultad de Química - UNAM

Artículo recibido en abril de 2019 y aceptado en junio de 2019

Resumen

Actualmente, se estima que el 70% de las reservas de petróleo en México corresponden a aceites pesados y extrapesados. Ahora bien, la principal problemática en la explotación de este tipo de fluidos radica en que pueden presentar valores de viscosidad extremadamente grandes (10^4 - 10^5 cp), dependiendo de su composición y las condiciones de presión y temperatura. Por lo tanto, se han desarrollado diversas tecnologías para reducir su viscosidad y facilitar su transporte en el sistema integral de producción. Una de estas tecnologías es la dilución con sustancias afines de baja viscosidad.

En este trabajo se presenta una investigación sobre la inyección de aceite ligero en pozos que producen aceite extrapesado, como una alternativa para mejorar su productividad. En el estudio se consideran las características de un pozo que produce aceite de 9.5 °API en un campo del sureste de México. Se presentan los resultados de las pruebas reológicas realizadas con muestras del aceite crudo extrapesado producido y aceite ligero (de 35 °API) disponible en el sitio. Se describen las características del modelo matemático utilizado para calcular las principales variables hidrodinámicas y térmicas del sistema pozo-yacimiento durante la inyección. Con base en los resultados de las simulaciones realizadas, se discuten los efectos del gasto de aceite ligero inyectado sobre los perfiles de presión y temperatura en el pozo, así como en la productividad del sistema.

Palabras clave: aceite extrapesado, productividad de pozos, dilución de aceites viscosos.

A study on light oil injection into extra-heavy oil wells

Abstract

At present, 70% of petroleum reserves in Mexico corresponds to heavy and extra-heavy crude oils. The major problem with the exploitation of these classes of fluids is the high viscosity values they can reach (10^4 - 10^5 cp), depending on their composition, pressure, and temperature. Therefore, several methods for reducing oil viscosity and facilitating heavy and extra-heavy crude oil transportation through pipelines have been developed. Dilution with compatible low viscosity substances is one of them.

In this work, we investigate the injection of light oil into extra-heavy oil wells, as an alternative method for improving its productivity. We analyze a system producing 9.5 °API oil, from a field in the Southeast of Mexico. Rheological tests were conducted with light oil (35 °API) and extra-heavy oil samples. A mathematical model was developed to calculate the main hydrodynamics and heat transfer variables in the system during the injection. The effects of light oil injection rate on pressure and temperature in the well, and on its productivity, were analyzed.

Keywords: Extra-heavy oil, viscous oil dilution, well productivity.

Introducción

Los principales campos de aceite convencional en México, tanto terrestres como en aguas someras, alcanzaron su etapa de madurez en los últimos quince años. De esta manera, la producción nacional de petróleo crudo disminuyó alrededor de 45% durante este periodo (Pemex, 2005; 2019). Como resultado, la industria petrolera comenzó a orientar las actividades de exploración y producción hacia los campos en aguas profundas y ultraprofundas, y a los yacimientos no convencionales. En particular, los de aceite pesado y extrapesado son los de mayor interés en el país, ya que representan el 70% de las reservas probadas de petróleo crudo, (Pemex, 2018).

Ahora bien, la explotación de los yacimientos de aceite pesado y extrapesado implica retos tecnológicos importantes. Esto se debe a la alta viscosidad que les caracteriza, pudiendo alcanzar valores de decenas o cientos de miles de centipoises a temperatura ambiente. Por lo tanto, se han propuesto diversos métodos para reducir su viscosidad y facilitar su transporte a través de tuberías. Revisiones al respecto pueden consultarse en Domínguez (2008), Martínez-Palou et al. (2011), y Hart (2014).

Uno de los métodos referidos, y que resulta de interés en el presente estudio, consiste en diluir el aceite pesado o extrapesado con sustancias afines de menor viscosidad, tales como naftas, diésel, queroseno y aceites ligeros. En este sentido, cabe mencionar que el mezclado de los crudos pesados con aceite ligero para su transporte en oleoductos, así como la inyección de diésel durante el arranque de pozos de aceite extrapesado con equipos de bombeo electrocentrífugo, son dos prácticas frecuentes en campo.

Siguiendo tal estrategia, en este trabajo se presenta una investigación sobre la inyección de aceite ligero en pozos productores de aceite extrapesado, como una alternativa para mejorar su productividad. El estudio se realiza con base en los resultados de un modelo matemático que describe los principales aspectos hidrodinámicos y térmicos del flujo en régimen permanente en el sistema pozo-yacimiento, **Figura 1**.

En las secciones siguientes se describen las características del modelo matemático y del sistema analizado; asimismo, se presenta una discusión acerca de los efectos de la inyección del aceite ligero sobre los perfiles de presión y temperatura en la tubería de producción, y en la productividad del pozo. Cabe destacar que el sistema se modeló con referencia a un pozo de un campo productor de aceite extrapesado en el sureste de México. En el estudio se utilizan datos experimentales de viscosidad de los aceites extrapesado y ligero característicos del sitio.

Considerando los alcances de esta investigación, es importante mencionar que la evaluación económica de la inyección de aceite ligero en pozos productores de aceite pesado con respecto a otros sistemas artificiales de producción, se reserva para trabajos posteriores.

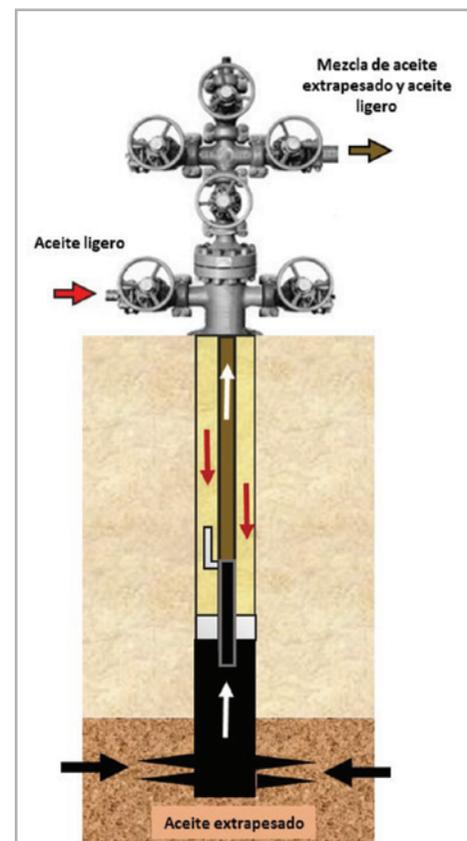


Figura 1. Esquema de un sistema pozo-yacimiento para la inyección de aceite ligero por el espacio anular.

Modelo matemático

Se desarrolló un modelo matemático que permite calcular el gasto de aceite extrapesado que aportaría el yacimiento, en función del gasto de aceite ligero inyectado en el pozo y las condiciones de frontera especificadas. Está conformado por correlaciones para calcular las propiedades termodinámicas de los fluidos, un modelo de comportamiento de afluencia para el yacimiento, y ecuaciones que describen los principales aspectos hidrodinámicos y térmicos del flujo en el pozo. Para resolver el sistema de ecuaciones resultante, se elaboró un programa computacional en Fortran 95. A continuación, se describen los aspectos relevantes del modelo.

1. Propiedades de los fluidos. Las propiedades termodinámicas del aceite y su gas asociado se calculan mediante las correlaciones de aceite negro indicadas en la **Tabla A1** del anexo A. Cabe señalar que éstas fueron seleccionadas a partir de una evaluación preliminar con datos PVT del aceite extrapesado utilizado en este trabajo. La viscosidad de los aceites crudos extrapesado y ligero se calcula en función de la temperatura con las ecuaciones A.1 y A.2 (anexo A), respectivamente; éstas se obtuvieron a partir de datos reológicos obtenidos experimentalmente. Por otra parte, la viscosidad de la mezcla se calcula mediante la regla de mezclado de Shu (1984), como se indica en la ecuación A.3.
2. Comportamiento de afluencia. El comportamiento de afluencia describe la relación entre el gasto de aceite aportado por el yacimiento y la presión de fondo fluyendo. Se considera un modelo de afluencia generalizado de Vogel (Economides et al., 1993).
3. Método de flujo multifásico. Los perfiles de presión en la tubería de producción se calculan con la correlación de flujo multifásico de Hagedorn y Brown modificada (Brill y Mukherjee, 1999).
4. Modelo de transferencia de calor. Para determinar los perfiles de temperatura en la tubería de producción y en el espacio anular, se utiliza el modelo de Yu et al. (2009).
5. Condiciones de frontera. Las condiciones de frontera que deben especificarse son: la presión y temperatura del yacimiento, la temperatura ambiente en la superficie, la presión en la cabeza del pozo, la temperatura de inyección, y el gasto de aceite ligero inyectado.

Sistema pozo-yacimiento analizado

El sistema considerado en este estudio corresponde a un pozo productor de aceite extrapesado de un campo en el sureste de México. El campo está constituido por cuerpos de arenas compartimentalizadas no consolidadas que aportan aceite de 5 a 10 °API, a profundidades de entre 700 y 1000 m. A mayores profundidades, también se extraen aceite pesado y aceite ligero.

Los pozos productores de aceite extrapesado no fluyen de manera natural, por lo que generalmente se ha utilizado el bombeo mecánico como sistema artificial de levantamiento. Es importante destacar que en años recientes se implementó exitosamente la inyección cíclica de vapor en el sitio (Arteaga, 2013). Para los efectos del presente estudio, se considera un escenario de producción en frío.

En la **Tabla 1** se presentan los datos relevantes del estado mecánico del pozo. La presión y temperatura del yacimiento, así como el índice de productividad, pueden consultarse en la **Tabla 2**. Por otra parte, en la **Tabla 3** se indican las principales propiedades termodinámicas del aceite extrapesado producido. Al respecto de la viscosidad, cabe mencionar que se realizaron pruebas reológicas en laboratorio, como se describe más adelante.

Propiedad	Valor	Unidad
Profundidad al intervalo productor	860	m
Profundidad de inyección	850	m
Diámetro de la tubería de producción	3.5	pg
Diámetro de la tubería de revestimiento	7	pg

Tabla 1. Datos del estado mecánico del pozo.

Propiedad	Valor	Unidad
Presión de yacimiento	90	kg/cm ²
Temperatura de yacimiento	45	°C
Índice de productividad (en frío)	0.4	bpd/psi

Tabla 2. Datos de productividad.

Propiedad	Valor	Unidad
Densidad relativa del aceite	9.5	°API
Densidad relativa del gas asociado	0.57	--
Presión de burbuja	36	kg/cm ²
Relación gas-aceite	9	m ³ /m ³
Factor de vol. a la presión de burbuja	1.04	m ³ /m ³

Tabla 3. Propiedades termodinámicas del aceite extrapesado.

- Pruebas experimentales

Se recolectaron muestras de aceite extrapesado (9.5 °API) de un pozo del campo, y de aceite ligero (34.8 °API) disponible en sitio. Se generaron mezclas a diferentes concentraciones, y se investigó la posible formación de asfaltenos mediante su dilución con n-heptano. Se tamizaron los sistemas resultantes, y en ningún caso se identificó que esta problemática fuese relevante. Es claro que deberán realizarse estudios experimentales más avanzados de compatibilidad de fluidos en una aplicación de campo.

Posteriormente, se llevaron a cabo pruebas reológicas para determinar el efecto de la velocidad de corte, la temperatura y la fracción volumétrica de aceite ligero sobre la viscosidad

aparente de las mezclas. En los experimentos se utilizó un reómetro de cilindros concéntricos. Los experimentos se realizaron a presión estándar.

En la **Figura 2** se muestra la viscosidad aparente de los aceites extrapesado (con línea azul) y ligero (con línea naranja), a diferentes velocidades de corte y 20 °C. Como puede observarse, en ambos casos la viscosidad prácticamente no depende de la velocidad de corte. A temperaturas mayores, esto resultó más marcado. Por lo tanto, en este trabajo se consideró que los aceites se comportan como fluidos newtonianos en el rango de temperatura de interés en campo (20 a 50 °C). De acuerdo con la figura, la viscosidad del aceite extrapesado es de aproximadamente 38,000 cp a 20 °C, y la del aceite ligero de 8 cp.

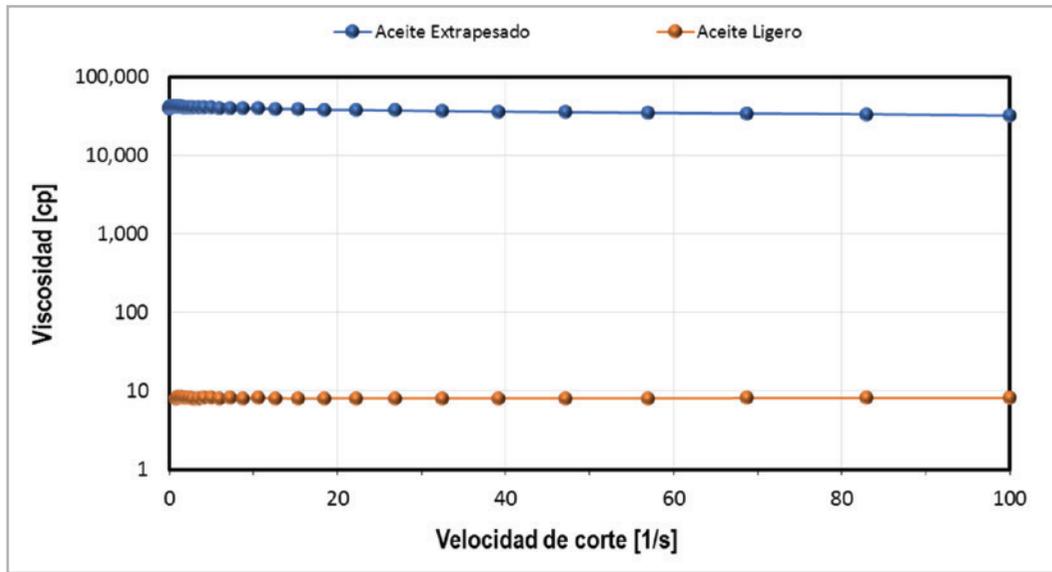


Figura 2. Comportamiento de la viscosidad de los aceites extrapesado y ligero a diferentes velocidades de corte y 20 °C.

El efecto de la temperatura sobre la viscosidad de los crudos se presenta en la **Figura 3**. Se observa que la viscosidad del aceite extrapesado (línea azul) disminuyó un orden de magnitud (de 38,000 a 2,500 cp) con el incremento de la

temperatura de 20 a 50 °C. En este rango, la viscosidad del aceite ligero (línea naranja) se redujo 50% hasta alcanzar 4 cp.

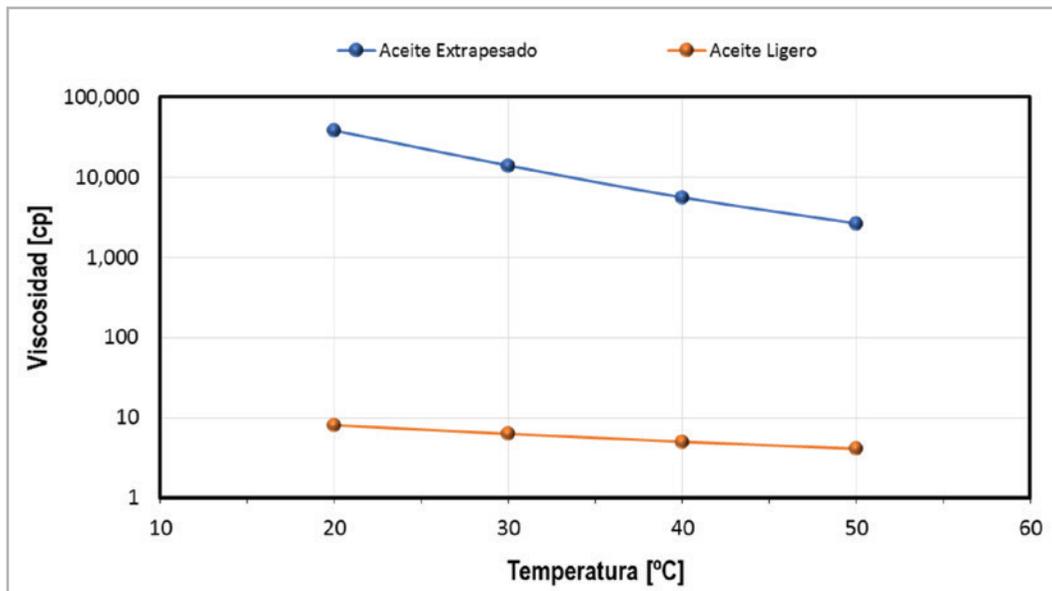


Figura 3. Comportamiento de la viscosidad con respecto a la temperatura.

Con respecto al efecto de la fracción volumétrica del aceite ligero sobre la viscosidad aparente de las mezclas de crudos, los resultados obtenidos a 20 °C se muestran en la **Figura 4**. Se observa que la viscosidad del aceite extrapesado puede reducirse de manera significativa con la adición del aceite ligero, incluso en más de dos órdenes de magnitud. Ahora bien, el efecto más importante se presenta

a concentraciones de aceite ligero relativamente bajas. Por ejemplo, la viscosidad de la mezcla disminuyó de 38,000 a 2,600 cp (un orden de magnitud) al diluirlo con aceite ligero al 20% en volumen. Por otra parte, al incrementar el porcentaje de 20 a 40%, la viscosidad de la mezcla se redujo sólo cuatro veces (de 2,600 a 600 cp).

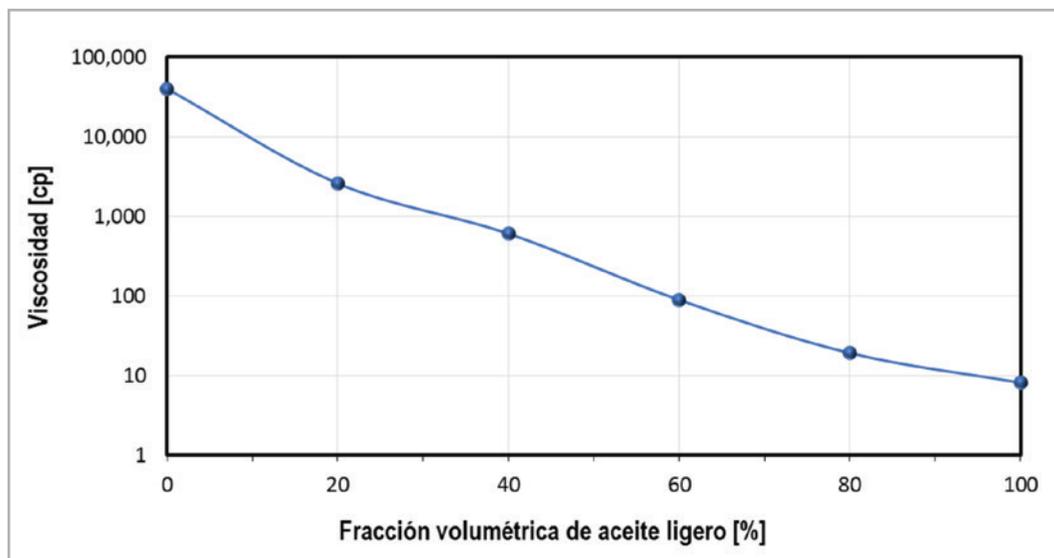


Figura 4. Efecto de la fracción volumétrica del aceite ligero sobre la viscosidad de las mezclas, a 20 °C.

Resultados de simulación

Se construyó un modelo de simulación en el programa de cómputo desarrollado, para el sistema pozo-yacimiento descrito en la sección anterior. Con base en las simulaciones realizadas, se analizaron los efectos del gasto de aceite ligero inyectado sobre los perfiles de presión y temperatura en el pozo, y en la producción de aceite extrapesado del yacimiento. A continuación, se presenta una discusión de los resultados obtenidos.

- Efecto del gasto de aceite ligero inyectado sobre los perfiles de presión y temperatura en el pozo

En las **Figuras 5** y **6** se presentan respectivamente los perfiles calculados de presión y temperatura en la tubería de producción para diferentes valores de gasto de aceite ligero. En las simulaciones únicamente se consideraron

los aspectos hidrodinámicos y térmicos en el pozo; la presión en la cabeza se estableció en 10 kg/cm², el gasto de aceite extrapesado se mantuvo constante en 100 bpd, y la temperatura ambiente en la superficie en 35 °C; por otra parte, se consideró que el aceite extrapesado entra al pozo a la temperatura del yacimiento (45 °C), y que el aceite ligero se inyecta en la superficie a 80 °C.

Como puede observarse en la **Figura 5**, la presión de fondo fluyendo disminuye conforme el gasto de inyección aumenta; esto se explica porque la mezcla de los fluidos se hace más ligera y menos viscosa. De acuerdo con los resultados mostrados, la variación de la presión de fondo con respecto al gasto de inyección es más importante a bajas fracciones volumétricas de aceite ligero. Los perfiles de presión son esencialmente lineales por el poco contenido de gas en el aceite extrapesado.

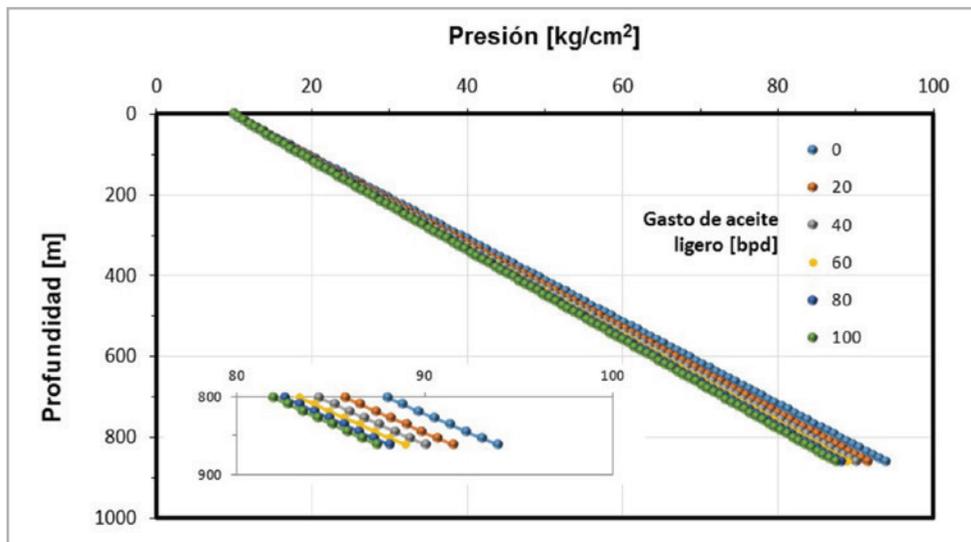


Figura 5. Efecto del gasto de aceite ligero sobre el perfil de presión en el pozo.

Con respecto a la temperatura de los fluidos en la tubería de producción, en la **Figura 6** se observa que en la cabeza del pozo es de 36 °C cuando no se inyecta aceite ligero (línea naranja). La temperatura en este punto se incrementa en 5 °C con la inyección de 20 bpd (línea gris); por otra parte, si el gasto de aceite ligero se quintuplica, la temperatura alcanza aproximadamente 47 °C (línea azul marino). Este efecto del incremento de la temperatura de los fluidos en la superficie tiende a disminuir gradualmente conforme aumenta el gasto de inyección.

De acuerdo con la Figura 6, la temperatura de los fluidos comienza a incrementarse en su trayecto hacia la

superficie en los últimos 200 m; a profundidades mayores, los perfiles de temperatura tienden a converger hacia el correspondiente al caso sin inyección. Estos resultados indican que el aceite ligero en el espacio anular cede su energía calorífica hacia la tubería de producción y las formaciones geológicas circundantes en profundidades relativamente someras. Por otra parte, el punto en que comienza el incremento de temperatura se profundiza conforme el gasto de inyección aumenta porque el tiempo de residencia del aceite ligero en el espacio anular disminuye; de esta manera, conserva su energía calorífica en distancias más grandes, lo que permite continuar calentando a los fluidos en la tubería de producción.

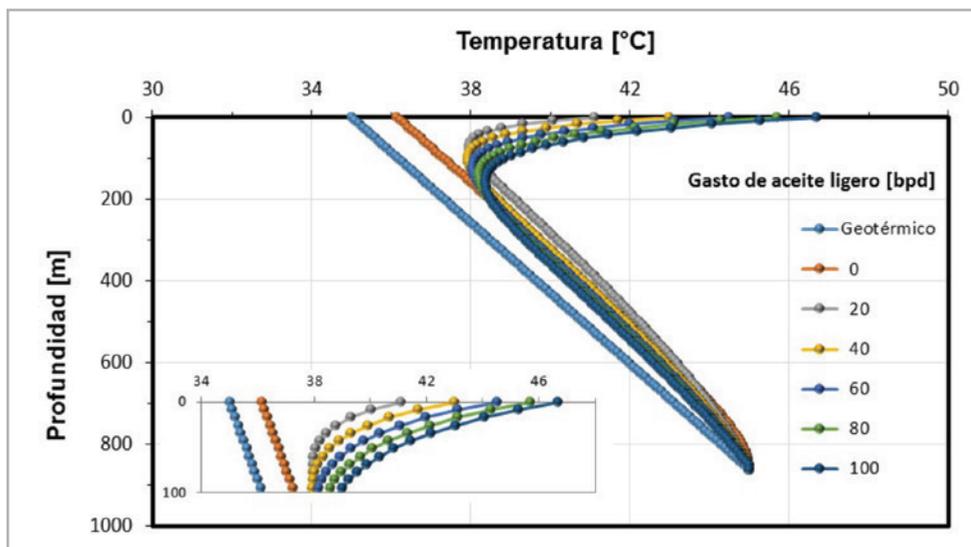


Figura 6. Perfiles de temperatura en la tubería de producción (100 bpd de aceite extrapesado).

- Efecto del gasto de aceite ligero sobre la producción de aceite extrapesado

Se realizaron cálculos de análisis nodal para cuantificar el efecto de la inyección de aceite ligero sobre la producción de aceite extrapesado en el sistema pozo-yacimiento considerado en este trabajo. En la **Figura 7** se muestra la curva de bombeo obtenida. En los cálculos, la presión en la cabeza del pozo y la temperatura ambiente en la superficie se establecieron en 10 kg/cm² y 35 °C, respectivamente.

Como puede observarse en la Figura 7, el pozo no fluye sin la inyección del aceite ligero. Por otra parte, se observa

que el gasto de aceite extrapesado que puede aportar el yacimiento bajo las condiciones de frontera consideradas, puede incrementarse a valores de entre 15 y 25 bpd con la inyección de 20 a 100 bpd de aceite ligero, respectivamente. Ahora bien, los incrementos más importantes en la producción se obtienen cuando el gasto de aceite inyectado es menor de 40 bpd. A ritmos de inyección más grandes, la producción de aceite extrapesado varía aproximadamente en 1 bpd por cada 10 bpd de incremento en el gasto de aceite ligero.

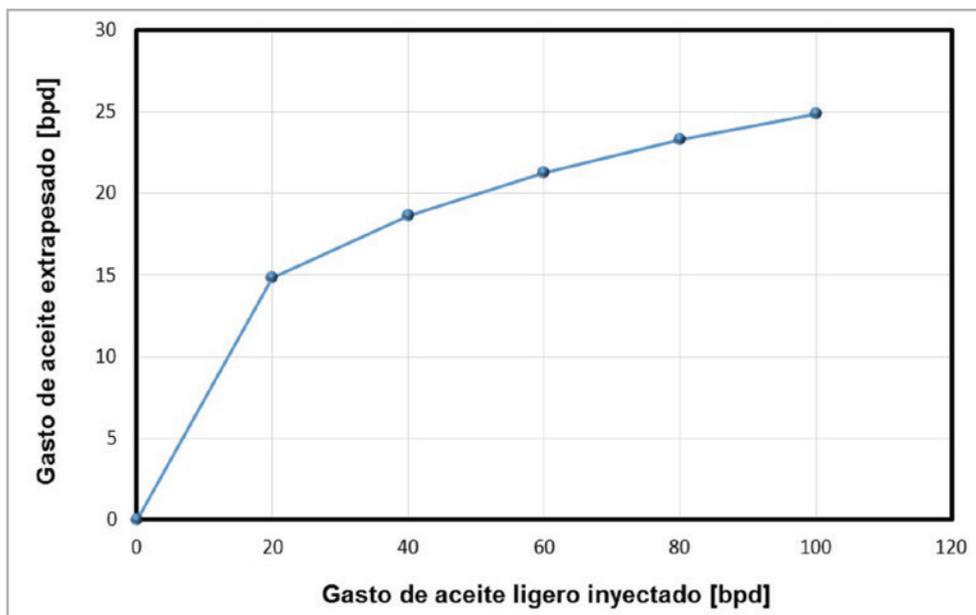


Figura 7. Efecto del gasto de aceite ligero sobre la producción de aceite extrapesado.

Para determinar el gasto óptimo de inyección en una aplicación en campo, deberá realizarse una evaluación económica que considere los costos adicionales inherentes a la inyección del crudo ligero y el precio del barril de crudo producido (mezcla de aceite ligero y aceite extrapesado). A este respecto, es conveniente mencionar que el valor comercial de la mezcla de crudos será mayor que la del aceite extrapesado original del yacimiento debido a la dilución con el aceite ligero.

Para concluir, cabe destacar que se realizaron cálculos a otras temperaturas del aceite ligero en la superficie (40 y 60 °C), y se obtuvieron resultados similares a los

descritos anteriormente; de esta manera, los efectos más importantes de la inyección sobre los perfiles de presión y temperatura en el pozo y en la productividad del sistema analizado, se atribuyen principalmente a la disolución más que al calentamiento.

Conclusiones

En este trabajo se investigó la inyección de aceite ligero en pozos productores de aceite extrapesado, como una alternativa para mejorar su productividad. Para el sistema pozo-yacimiento analizado, se concluyó lo siguiente:

- a) La viscosidad del aceite extrapesado puede disminuir sustancialmente al diluirlo con aceite ligero, incluso en órdenes de magnitud. Las reducciones más importantes se identificaron a fracciones volumétricas de entre 20 y 40% de aceite ligero.
- b) La caída de presión total en el pozo se reduce con la inyección de aceite ligero en el fondo; esto se debe a que la densidad y viscosidad de la mezcla de fluidos se reducen como resultado de la dilución.
- c) El aceite ligero que se inyecta caliente en la superficie cede su calor en los primeros 200 m de profundidad hacia la mezcla de fluidos en la tubería de producción y las formaciones circundantes.
- d) La inyección de aceite ligero permite mejorar la productividad del pozo, el cual originalmente no es fluyente. Los incrementos de producción más significativos ocurren a gastos de aceite ligero de entre 20 y 40 bpd; en este rango, el yacimiento podría aportar entre 15 y 18 bpd de aceite extrapesado.
- g) Investigar los principales aspectos hidrodinámicos del flujo transitorio durante el arranque de los pozos con la inyección del aceite ligero, mediante herramientas de la mecánica de fluidos computacional.

Nomenclatura

f_{ol}	Fracción volumétrica de aceite ligero [adimensional]
f_{op}	Fracción volumétrica de aceite extrapesado [adimensional]
T	Temperatura [°F]
μ_{ot}	Viscosidad del aceite ligero [cp]
μ_{op}	Viscosidad del aceite extrapesado [cp]
ρ_{ol}	Densidad del aceite ligero $\left[\frac{lbm}{pie^3} \right]$
ρ_{op}	Densidad del aceite extrapesado $\left[\frac{lbm}{pie^3} \right]$

En una aplicación de campo, además de estudios como los presentados en este trabajo, será necesario:

- e) Evaluar económicamente la factibilidad de inyectar el aceite ligero, incluyendo una comparación con otros sistemas artificiales de producción; en su caso, determinar el gasto óptimo de inyección.
- f) Realizar pruebas experimentales avanzadas de compatibilidad de fluidos para identificar y atender oportunamente la posible precipitación y depósito de sólidos orgánicos.

Agradecimientos

Los autores expresan su gratitud a la Universidad Nacional Autónoma de México y Petróleos Mexicanos por las facilidades otorgadas para la realización de este trabajo. En particular, a la doctora Cecilia Durán Valencia (†) y su equipo de trabajo de la Unidad de Servicios para la Industria Petrolera (USIP) de la Facultad de Química, por su apoyo invaluable en el desarrollo de las pruebas experimentales. Asimismo, al personal del Grupo de Investigación en Ingeniería Multifásica y Aseguramiento de Flujo, (GIIMAF) de la Facultad de Ingeniería. Finalmente, a los especialistas de Petróleos Mexicanos en el Proyecto de Explotación Samaria Somero.

Anexo A. Correlaciones PVT

Propiedad física	Correlación
Presión de burbuja	Standing (1977)
Relación de solubilidad	Standing (1977)
Factor de volumen del aceite	Standing (1977)
Viscosidad del aceite saturado	Beggs y Robinson (1975)
Viscosidad del aceite bajosaturado	Vazquez y Beggs (1980)
Factor de compresibilidad del gas	Dranchuk y Abou-Kassem (1975)
Viscosidad del gas	Lee, González, y Eakin (1966)

Tabla A1. Correlaciones PVT para calcular las propiedades del aceite extrapesado y su gas asociado.

- Ecuación de ajuste experimental para calcular la viscosidad el aceite crudo ligero

$$\mu_{ol} = 0.0051e^{\left(\frac{3885.1}{T+460}\right)} \dots\dots\dots A.1$$

Ecuación de ajuste experimental para calcular la viscosidad el aceite crudo extrapesado

$$\mu_{op} = e^{\left(\frac{15828}{T+460}-19.429\right)} \dots\dots\dots A.2$$

Regla de mezclado de Shu

$$\ln \mu_m = \alpha \ln \mu_{op} + (1 - \alpha) \ln \mu_{ol}, \dots\dots\dots A.3$$

donde

$$\alpha = \frac{\beta f_{op}}{\beta f_{op} + f_{ol}}, \quad y$$

$$\beta = \frac{17.04(\rho_{op}-\rho_{ol})^{0.5237} \rho_{op}^{3.2745} \rho_{ol}^{1.6316}}{\ln\left(\frac{\mu_{op}}{\mu_{ol}}\right)} \dots\dots\dots$$

Referencias

1. Arteaga, M. 2013. Logros y Retos de la Primera Prueba Piloto de Inyección de Vapor en México. *Ingeniería Petrolera* **53** (8): 486-503.

2. Beggs, H. D. y Robinson, J. R. 1975. Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems. *J Pet Technol* **27** (9): 1140-1141. SPE-5434-PA <https://dx.doi.org/10.2118/5434-PA>
3. Brill, J. P. y Mukherjee, H. 1999. *Multiphase Flow in Wells*, first edition. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers.
4. Domínguez, J. C. 2008. Transporte de Crudo Pesado a Través de Oleoducto: Evaluación de Diferentes Tecnologías. *Ingeniería Química* (465): 54-65.
5. Dranchuk, P. M. y Abou-Kassem, H. 1975. Calculation of Z Factors for Natural Gases Using Equation of State. *J Can Pet Technol* **14** (3): 34-36. PETSOC-75-03-03 <https://dx.doi.org/10.2118/75-03-03>
6. Economides, M J., Hill, A. D. y Ehlig-Economides, C. 1993. *Petroleum Production Systems*. Upper Saddle River, New Jersey: Prentice Hall.
7. Hart, A. 2014. A Review of Technologies for Transporting Heavy Crude Oil and Bitumen Via Pipelines. *J Pet Explor Prod Technol* **4** (3): 327-336. <https://doi.org/10.1007/s13202-013-0086-6>.
8. Lee, A. L., Gonzalez, M. H. y Eakin, B. E. 1966. The Viscosity of Natural Gases. *J Pet Technol* **18** (8): 997-1000. SPE-1340-PA. <https://dx.doi.org/10.2118/1340-PA>
9. Martínez-Palou, R., Mosqueira, M. de L., Zapata-Rendón, B. et al. 2011. Transportation of Heavy and Extra-Heavy Crude Oil by Pipeline: A Review. *J Petrol Sci Eng* **75** (3-4): 274-282. <https://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2010.11.020>
10. Pemex. 2005. Anuario Estadístico 2005. https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/2005_ae_00_vc_e.pdf (Fecha de acceso: 4 de abril de 2019).
11. Pemex. 2018. Evaluación de las Reservas de Hidrocarburos, 1 de enero de 2018. Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Recursos Prospectivos y Auditoría de Reservas de Hidrocarburos. https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20hidrocarburos%20evaluaciones/20180101_rh_e.pdf (Fecha de acceso: 4 de abril de 2019).
12. Pemex, 2019. Estadísticas Petroleras: Producción de Hidrocarburos Líquidos. http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/eprohidro_esp.pdf (Fecha de acceso: 4 de abril de 2019).
13. Shu, W. R. 1984. A Viscosity Correlation for Mixtures of Heavy Oil, Bitumen, and Petroleum Fractions. *SPE J.* **24** (3): 277-282. SPE-11280-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/11280-PA>
14. Standing, M. B. 1977. *Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems*. Dallas, Texas: SPE of AIME.
15. Vásquez, M. y Beggs, H. D. 1980. Correlations for Fluid Physical Property Prediction. *J Pet Technol* **32** (6): 968-970. SPE-6719-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/6719-PA>
16. Yu, Y., Lin, T., Xie, H. et al. 2009. Prediction of Wellbore Temperature Profiles During Heavy Oil Production Assisted with Light Oil Lift. Artículo presentado en SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, EUA, abril 4-8. SPE 119526-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/119526-MS>.

Semblanza de los autores

Francisco Javier Flores Arteaga

Ingeniero petrolero por la Facultad de Ingeniería, UNAM. Realizó estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera (Producción), en la misma institución. Desde 2005, trabaja en el Activo de Producción Samaria Luna de Petróleos Mexicanos, en el área de productividad de pozos; participó en los proyectos Antonio J. Bermúdez (2005-2008) y Samaria Somero (2008-2017). Es autor y coautor de artículos técnicos presentados en el Congreso Mexicano del Petróleo en 2009, 2011 y 2012, con temas relacionados a sistemas artificiales de producción y explotación de pozos de aceite pesado y extrapesado. Entre 2013 y 2015 se desempeñó como académico de la Facultad de Ingeniería.

T. Iván Guerrero Sarabia

Ingeniero petrolero con estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera (Producción), y Doctorado en Ingeniería Mecánica (Termofluidos), por la Facultad de Ingeniería, UNAM. Tiene una trayectoria de más de 10 años como consultor-ingeniero en proyectos relacionados al flujo multifásico y la transferencia de calor en sistemas de producción de petróleo y gas. Desde 2013, se desempeña como profesor titular A de tiempo completo, en la Facultad de Ingeniería. En 2016, conformó el Grupo de Investigación en Ingeniería Multifásica y Aseguramiento de Flujo, GIIMAF. Ha sido autor y coautor de diversos artículos técnicos relacionados a la ingeniería de producción de pozos petroleros.

Simón López Ramírez

Con una trayectoria de más de 17 años en la industria petrolera nacional e internacional, el Dr. Simón López Ramírez, miembro del Sistema Nacional de Investigadores y cofundador de la Unidad de Servicios para la Industria Petrolera-UNAM, ha dirigido proyectos de servicios, investigación y desarrollo tecnológico relacionados principalmente a procesos de recuperación mejorada. Como resultado de su actividad, cuenta con patentes nacionales e internacionales y artículos técnicos de divulgación. Imparte las materias de Fenómenos de Transporte y de Procesos de Recuperación Mejorada en la UNAM.