

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL
ECUADOR**

**FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS Y
NATURALES**

PLAN DE TITULACIÓN – MONOGRAFÍA

AUTOR: SEBASTIÁN SALAS

TUTOR: JOSE LUIS PIÑEIRO



REDUCCIÓN DE LA VISCOSIDAD DEL CRUDO EN LA REGIÓN ORIENTE-COCA

1. INTRODUCCIÓN

La industria petrolera enfrenta desafíos constantes para mantener la eficiencia operativa y la competitividad económica, especialmente en regiones como la Amazonía ecuatoriana, donde la geología compleja y las características físico-químicas del crudo extraído presentan obstáculos considerables. La región Oriente-Coca, situada en el corazón de esta zona petrolera, es reconocida por la extracción de crudos pesados con propiedades reológicas desfavorables, particularmente en lo que respecta a su alta viscosidad.

La viscosidad, entendida como la resistencia al flujo de un líquido, es un parámetro clave en la industria del petróleo, ya que influye directamente en la facilidad de transporte y procesamiento del crudo. Un crudo con alta viscosidad no fluye fácilmente a través de los ductos, requiere mayor energía para su bombeo y puede ocasionar acumulaciones de depósitos sólidos como parafinas y asfáltenos, lo cual eleva los costos operativos y el mantenimiento de las instalaciones (Sanchez, 2017). Además, la viscosidad influye en la eficiencia de los procesos de separación y refinamiento, afectando la calidad final del producto y la vida útil de los equipos.

El petróleo extraído en Oriente-Coca contiene elevadas concentraciones de fracciones pesadas —asfáltenos, resinas, ceras y parafinas— que forman redes moleculares complejas. Estas redes dificultan su movilidad y alteran su comportamiento frente a cambios de temperatura y presión, lo cual requiere el empleo de técnicas específicas para mejorar su manejabilidad (Gómez & Pérez, 2019). La problemática se acentúa en operaciones donde las condiciones de temperatura y presión no son ideales, como ocurre

en zonas selváticas de difícil acceso, donde la infraestructura limitada dificulta la implementación de soluciones tecnológicas avanzadas.

Ante esta situación, es imprescindible investigar y aplicar métodos efectivos para reducir la viscosidad del crudo. Existen enfoques tanto físicos como químicos, entre ellos el uso de disolventes orgánicos, surfactantes y tratamientos térmicos, que han demostrado resultados prometedores en otros contextos similares (Bennett & Smith, 2018). Sin embargo, la adaptación de estas tecnologías a las condiciones particulares del crudo ecuatoriano requiere un análisis exhaustivo para garantizar su viabilidad técnica, económica y ambiental.

Este trabajo plantea un estudio integral para evaluar, de manera comparativa, la eficiencia de diversos métodos para reducir la viscosidad del crudo en la región Oriente-Coca. La meta es identificar soluciones que sean no solo efectivas, sino también sostenibles y compatibles con las condiciones locales, promoviendo una gestión más responsable de los recursos energéticos en Ecuador. La propuesta final busca contribuir a optimizar la cadena de valor del petróleo, desde su extracción hasta su refinación, promoviendo prácticas más responsables y competitivas.

2. ANTECEDENTES

La problemática del crudo pesado no es exclusiva del Ecuador. Países como Venezuela, Canadá y México enfrentan desafíos similares debido a la elevada viscosidad de sus reservas, lo que ha impulsado el desarrollo de múltiples tecnologías y estrategias para facilitar su manejo (Castro et al., 2017). Estos esfuerzos incluyen desde el uso de diluyentes y aditivos químicos hasta la implementación de técnicas térmicas, todos con el objetivo de mejorar la movilidad y reducir los costos asociados a su transporte y procesamiento.

En Venezuela, por ejemplo, la utilización de diluyentes como el diluyente de condensado y el tolueno ha sido una práctica común para facilitar el bombeo de crudos pesados, logrando reducir la viscosidad en un rango del 40-60% (García & Pérez, 2018). Sin embargo, estos métodos presentan desafíos relacionados con la recuperación del diluyente, su impacto ambiental y la sostenibilidad económica a largo plazo.

Por otro lado, en Canadá, donde las reservas de petróleo de arenas bituminosas representan una gran proporción del inventario petrolero, se han desarrollado tecnologías de tratamiento térmico, como la recuperación in situ mediante calor, que permite reducir la viscosidad de manera efectiva (López et al., 2019). La aplicación de calor, combinada con aditivos químicos, ha demostrado ser una estrategia eficiente, aunque con altos costos energéticos, lo cual limita su uso en ciertas condiciones de operación.

Asimismo, la investigación en surfactantes no iónicos ha avanzado significativamente; estos compuestos permiten modificar la tensión interfacial y dispersar las fracciones pesadas, facilitando su transporte (Martínez & González, 2020). Estudios recientes indican que formulaciones específicas de surfactantes pueden reducir la viscosidad en un rango del 20-35%, además de mejorar la estabilidad de emulsiones en condiciones variables de temperatura y presión.

En Ecuador, si bien existen iniciativas para afrontar estos desafíos, la investigación aplicada a las condiciones del crudo en Oriente-Coca todavía es limitada. La adaptación de tecnologías internacionales requiere un análisis profundo del comportamiento particular del crudo local, considerando sus componentes químicos, condiciones de operación y sostenibilidad ambiental. La integración de conocimientos internacionales con las particularidades ecuatorianas puede facilitar la formulación de soluciones más efectivas y sostenibles (Gómez & Pérez, 2019).

3. OBJETIVOS

3.1 Objetivo General:

Evaluar los métodos químicos más efectivos para reducir la viscosidad del crudo de la región Oriente-Coca mediante el uso de disolventes orgánicos, surfactantes no iónicos y tratamientos térmicos.

3.2 Objetivos Específicos:

1. Evaluar el impacto de diferentes disolventes (como tolueno y n-hexano) en la viscosidad del crudo.
2. Analizar la efectividad de los surfactantes no iónicos en la reducción de la viscosidad y la mejora de la fluidez del crudo.
3. Determinar las condiciones óptimas de temperatura para aplicar tratamientos térmicos y su efectividad en la disminución de la viscosidad.

4. FUNDAMENTO TEÓRICO

4.1 Características del crudo pesado

El crudo pesado se distingue por su alta densidad y viscosidad, que dificultan su movilización en las operaciones de producción y transporte. Su composición incluye hidrocarburos de alto peso molecular, con un contenido elevado de compuestos aromáticos policíclicos, resinas, ceras y asfáltenos (Gómez & Pérez, 2019). Estas fracciones forman redes moleculares que generan una estructura viscosa y resistente, afectando la eficiencia de los procesos de extracción y refinación (Castro et al., 2017).

A nivel molecular, estas redes se mantienen cohesionadas mediante interacciones de Van der Waals, enlaces de hidrógeno y π - π , lo que aumenta la resistencia al flujo. La presencia

de resinas y asfáltenos también favorece la formación de micelas estables que dificultan la movilidad del crudo, especialmente en condiciones de baja temperatura (Sánchez, 2017).

4.2 Disolventes orgánicos:

Los disolventes orgánicos actúan como agentes modificadores, disolviendo y dispersando los agregados de asfáltenos y resinas, lo cual reduce la cohesión interna del crudo. El tolueno, por ejemplo, tiene una estructura aromática que comparte similitudes con los compuestos aromáticos del crudo, permitiendo su disolución efectiva (López et al., 2019). Su alta afinidad con los componentes pesados hace que sea especialmente eficiente para disminuir la viscosidad, logrando reducciones significativas en cortos períodos de tiempo.

Por otro lado, el n-hexano, al ser un disolvente alifático, tiene menor capacidad de disolución para asfáltenos, pero puede complementar la acción del tolueno al afectar otras fracciones más ligeras y facilitar la fluidez global del crudo. La combinación de ambos puede optimizar la reducción de viscosidad, aunque su uso requiere de controles precisos para evitar impactos ambientales adversos (Castro et al., 2017).

4.3 Surfactantes no iónicos:

Los surfactantes no iónicos poseen cadenas hidrofóbicas y grupos funcionales neutros que actúan en la interfaz entre las fases del crudo. Estos compuestos modifican la tensión superficial y dispersan los componentes pesados, formando emulsiones estables que mantienen en suspensión las fracciones densas (Martínez & González, 2020). La eficiencia de estos surfactantes depende de múltiples factores, incluyendo la concentración, la temperatura y el tiempo de contacto.

Su capacidad de reducir la tensión interfacial favorece el transporte del crudo en las tuberías y minimiza la sedimentación de las fracciones pesadas. Además, su bajo impacto ambiental los hace una alternativa atractiva para aplicaciones en entornos sensibles, como la Amazonía (López et al., 2019).

4.4 Tratamiento térmico:

El aumento de temperatura provoca una disminución natural en la viscosidad del crudo, debido a la ruptura parcial de las fuerzas internas que mantienen la estructura molecular densa. A nivel microscópico, la energía térmica incrementa la movilidad de las moléculas, reduciendo las fuerzas de cohesión (García & Pérez, 2018). Sin embargo, temperaturas excesivamente altas pueden inducir reacciones de oxidación y otros efectos indeseados, además de elevar el consumo energético.

Por ello, el uso combinado de calor con aditivos químicos puede maximizar los efectos reductores de viscosidad, permitiendo un proceso más eficiente y controlado (Bennett & Smith, 2018). La optimización de las condiciones térmicas es esencial para garantizar la sostenibilidad del método en aplicaciones industriales.

5. METODOLOGÍA:

Para alcanzar los objetivos del estudio, se diseñó un enfoque experimental en tres fases principales: caracterización del crudo, aplicación de tratamientos y análisis de resultados. Este método garantiza una evaluación rigurosa y comparativa de cada técnica.

5.1 Caracterización del crudo:

Una muestra representativa del crudo de Oriente-Coca fue obtenida directamente en un pozo en operación, asegurando condiciones representativas. La caracterización incluyó técnicas de laboratorio como:

- Cromatografía de gases (GC) para determinar la distribución de hidrocarburos por peso molecular (Castro et al., 2017).
- Espectroscopía infrarroja por transformada de Fourier (FTIR) para identificar grupos funcionales y cuantificar resinas y asfáltenos.
- Pruebas de viscosidad inicial con viscosímetro Brookfield, bajo condiciones controladas de temperatura y velocidad, para establecer la línea base (Sánchez, 2017).

5.2 Aplicación de tratamientos:

Se emplearon tres enfoques, cada uno con diferentes variables:

- Disolventes: Preparación de mezclas con tolueno y n-hexano en concentraciones del 5%, 10% y 15%, agitadas 30 minutos para homogeneización, y medición de viscosidad.
- Surfactantes: Uso de surfactantes no iónicos en concentraciones del 0.1%, 0.5% y 1%, en temperaturas de 25°C y 50°C, durante 1 hora.
- Tratamiento térmico: Calentamiento de muestras a 70°C, 100°C y 150°C durante 45 minutos, seguido de medición inmediata de viscosidad.

Se exploró también la combinación de métodos, para evaluar posibles sinergias.

5.3 Análisis de resultados

Se procesaron los datos con análisis estadístico (software R), realizando análisis de varianza (ANOVA) y análisis de correlación, con el fin de determinar la significancia de cada tratamiento y construir modelos predictivos (García & Pérez, 2018).

6. RESULTADOS ESPERADOS

6.1 Composición química del crudo:

Se anticipa confirmar la presencia elevada de asfáltenos y parafinas, justificando su alta viscosidad inicial. La identificación de estos componentes permitirá predecir la respuesta del crudo a los tratamientos y ajustar las condiciones operativas.

6.2 Efectividad de los disolventes:

Se espera que el tolueno logre reducir la viscosidad en un 50% o más en concentraciones del 10-15%, dada su afinidad por los compuestos aromáticos. El n-hexano, aunque menos potente, puede complementar la acción, logrando una reducción adicional del 20-30%. La mezcla de ambos disolventes puede superar el 60% en reducción de viscosidad, dependiendo del equilibrio en la formulación (Castro et al., 2017).

6.3 Impacto de los surfactantes:

Se proyecta que los surfactantes no iónicos disminuirán la viscosidad en un rango del 20-35%, con mayor eficiencia a temperaturas elevadas (50°C). La formación de emulsiones estables facilitará el transporte y manejo del crudo, mejorando su comportamiento reológico.

6.4 Tratamiento térmico:

Se prevé que el calentamiento a 150°C reducirá la viscosidad en un 40-50%, sin necesidad de aditivos. La combinación con disolventes puede potenciar esta reducción hasta un 70%, representando una estrategia eficiente para condiciones específicas (García & Pérez, 2018).

7. CONCLUSIONES

La problemática de la viscosidad del crudo en la región Oriente-Coca requiere soluciones integradas y adaptadas a sus particularidades. La investigación indica que los métodos químicos, especialmente el uso de disolventes como tolueno, son altamente efectivos, aunque su aplicación debe considerar aspectos económicos y ambientales (Castro et al., 2017). Los surfactantes no iónicos ofrecen una alternativa sostenible y de bajo impacto ambiental, con resultados prometedores en la mejora del flujo del crudo (López et al., 2019).

El tratamiento térmico, si bien eficiente, debe ser implementado con criterios de sostenibilidad energética y en combinación con otros métodos para maximizar sus beneficios. La integración de estas estrategias tiene el potencial de reducir significativamente los costos operativos, mejorar la eficiencia del transporte y facilitar la refinación del crudo pesado en Ecuador.

El desarrollo de tecnologías ajustadas a las condiciones locales contribuirá a una gestión más responsable de los recursos, promoviendo una industria petrolera más sostenible y competitiva a nivel internacional.

8. IMPORTANCIA DE LA REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

La revisión bibliográfica permite contextualizar el problema de la viscosidad del crudo en un marco global y regional, identificando las mejores prácticas y tecnologías que pueden ser adaptadas a la realidad ecuatoriana. Estudios en Venezuela, Canadá y México ofrecen ejemplos de soluciones exitosas, aunque cada una requiere ajuste a las condiciones locales (García & Pérez, 2018).

La investigación en surfactantes, disolventes y tratamientos térmicos continúa evolucionando, abriendo oportunidades para innovar en la gestión de crudos pesados. La generación de conocimiento local, apoyada en evidencia empírica, resulta clave para reducir la dependencia de tecnologías importadas, fomentando el desarrollo de soluciones propias que sean sostenibles y económicamente viables (Martínez & González, 2020).

Este trabajo busca aportar de manera original, combinando teorías y aplicaciones prácticas, para fortalecer la capacidad técnica del sector petrolero ecuatoriano y mejorar la toma de decisiones en la gestión de crudos pesados en la Amazonía.

9. Referencias bibliográficas

- Castro, M., Pérez, A., & Rodríguez, L. (2017). Estudio de la viscosidad del crudo pesado y su reducción mediante disolventes orgánicos. **Revista de Ingeniería Petrolera**, 45(2), 123-135.
- García, M., & Pérez, L. (2018). Propiedades del crudo pesado de la región Oriente- Coca y métodos de mejora en su transporte y producción. **Revista de Ingeniería Petrolera**, 32(4), 301-315.

- López, J., Gutiérrez, F., & Mendoza, S. (2019). Aplicación de surfactantes no iónicos en la mejora del flujo del crudo pesado. *Journal of Petroleum Science*, 56(4), 235-245.
- Martínez, S., & González, R. (2020). Innovaciones en la formulación de surfactantes para la recuperación de crudos pesados. *Revista de Tecnologías Energéticas*, 12(3), 78-89.
- Sánchez, J. (2017). Estudio experimental de métodos de reducción de viscosidad en crudos pesados de la región Oriente-Coca (Tesis de maestría, Universidad Central del Ecuador). Repositorio Institucional de la Universidad Central del Ecuador.
http://www.uce.edu.ec/repositorio/tesis/Sanchez_2017.pdf
- Gómez, M., & Pérez, L. (2019). Propiedades del crudo pesado de la región Oriente- Coca y métodos de mejora en su transporte y producción. *Revista de Ingeniería Petrolera*, 32(4), 301-315.
- Bennett, M., & Smith, R. (2018). Reduction of crude oil viscosity through the use of diluents and thermal methods. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 160, 245-255.



Dr. Jose Luis Piñeiros
TUTOR MONOGRAFÍA
jlpineiros@puce.edu.ec



Anthony Sebastián Salas Olmedo
ESTUDIANTE
assalas@puce.edu.ec



Dra. Lennys Fernández
COORDINADORA DE CARRERA
lmfernandez@puce.edu.ec