



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**TÍTULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

MODELAMIENTO MATEMÁTICO DEL TRANSPORTE DE CRUDO  
PESADO CON MEJORADORES DE FLUJO Y VISCOSIDAD EN LA  
CUENCA AMAZÓNICA

**AUTORA**

RODRÍGUEZ REYES MARÍA JOSÉ

**TRABAJO DE TITULACIÓN EN MODALIDAD DE  
INFORME DE INVESTIGACIÓN**  
Previo a la obtención del grado académico en  
**MAGÍSTER EN PETRÓLEOS**

**TUTORA**

PhD. Marllelis Gutiérrez Hinestroza

**La Libertad, Ecuador**

**Año 2026**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN**

---

**PhD. Álvarez Acosta Roxana  
COORDINADORA(E) DEL  
PROGRAMA**

---

**PhD. Gutierrez Hinestroza Marllelis  
TUTORA**

---

**Mgtr. Portilla Lazo Carlos  
DOCENTE ESPECIALISTA**

---

**Mgtr. Vargas Gutiérrez Xavier  
DOCENTE ESPECIALISTA**

---

**Ab. Rivera González María, Mgtr.  
SECRETARIA GENERAL  
UPSE**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**CERTIFICACIÓN**

Certifico que luego de haber dirigido científica y técnicamente el desarrollo y estructura final del trabajo, este cumple y se ajusta a los estándares académicos, razón por el cual apruebo en todas sus partes el presente trabajo de titulación que fue realizado en su totalidad por MARÍA JOSÉ RODRÍGUEZ REYES, como requerimiento para la obtención del título de Magíster en Petróleos.

**TUTORA**

---

**PhD. Marllelis Gutiérrez Hinestroza**

**17 días del mes de febrero del año 2026**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO  
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD**

Yo, **MARÍA JOSÉ RODRÍGUEZ REYES**

**DECLARO QUE:**

El trabajo de Titulación, MODELAMIENTO MATEMÁTICO DEL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO CON MEJORADORES DE FLUJO Y VISCOSIDAD EN LA CUENCA AMAZÓNICA previo a la obtención del título en Magíster en Petróleos, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

La Libertad, a los 17 días del mes de febrero del año 2026

**LA AUTORA**

---

**María José Rodríguez Reyes**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO**

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado **MODELAMIENTO MATEMÁTICO DEL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO CON MEJORADORES DE FLUJO Y VISCOSIDAD EN LA CUENCA AMAZÓNICA**, presentado por el estudiante, **MARÍA JOSÉ RODRÍGUEZ REYES** fue enviado al Sistema Antiplagio COMPILATIO, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 1%, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.

**INFORME DE ANÁLISIS**  
Rodriguez reyes maria

**< 1%**  
Textos sospechosos

- < 1% Similitudes
- 0% similitudes entre comillas
- 0% entre las fuentes mencionadas
- < 1% Idiomas no reconocidos (Ignorado)
- 15% Textos potencialmente generados por la IA (Ignorado)

Nombre del documento: Rodriguez reyes maria.docx  
ID del documento: 0859b80d923d1536f06413bb78797280022c05a0  
Tamaño del documento original: 38,02 kB

Depositante: MARLELIS DEL VALLE GUTIERREZ HINESTROZA  
Fecha de depósito: 2/3/2026  
Tipo de cargo: Interface  
fecha de fin de análisis: 2/3/2026

Número de palabras: 4036  
Número de caracteres: 26.184

Ubicación de las similitudes en el documento:

**Fuente**  
Fuente con similitudes fortuitas

N°	Descripciones	Similitudes	Ubicaciones	Datos adicionales
1	repositorio.unjfc.edu.pe <a href="https://repositorio.unjfc.edu.pe/bitstream/handle/20.500.14067/1578/MÉTODO%20de%20fudros%20...">https://repositorio.unjfc.edu.pe/bitstream/handle/20.500.14067/1578/MÉTODO de fudros no...</a>	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (10 palabras)

**TUTORA**

**PhD. Marllelis Gutiérrez Hinestroza**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**AUTORIZACIÓN**

Yo, **MARÍA JOSÉ RODRÍGUEZ REYES**

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que haga de este trabajo de titulación o parte de él, un documento disponible para su lectura consulta y procesos de investigación, según las normas de la Institución.

Cedo los derechos en línea patrimoniales de artículo profesional de alto nivel con fines de difusión pública, además apruebo la reproducción de este artículo académico dentro de las regulaciones de la Universidad, siempre y cuando esta reproducción no suponga una ganancia económica y se realice respetando mis derechos de autor

La Libertad, a los 17 días del mes de febrero del año 2026

**LA AUTORA**

---

**María José Rodríguez Reyes**

## AGRADECIMIENTO

Expreso mi profundo agradecimiento a Dios por darme las fuerzas, la sabiduría y la resistencia necesarias para completar esta trascendental etapa de mi educación académica. A mi familia por su apoyo incondicional, comprensión y motivación constante en este proceso. Su confianza y apoyo ha sido vital para lograr este objetivo. A los docentes de la maestría por su excelencia académica, dedicación y compartir sus valiosos conocimientos, que contribuyeron significativamente a mi desarrollo profesional. De manera especial agradezco a mi tutora de tesis, por su orientación, fuerte apoyo y aportes críticos que han enriquecido el desarrollo de esta investigación.

Finalmente me gustaría agradecer a todas las personas e instituciones que directa e indirectamente han hecho posible la realización de este trabajo de fin de máster.

*María José, Rodríguez Reyes*

## **DEDICATORIA**

Dedico este logro, en primer lugar a Dios por guiar cada uno de mis pasos y darme la fuerza necesaria para lograr este objetivo. A mi familia por ser mi pilar de fortaleza, por su amor incondicional, paciencia y apoyo constante durante todo este proceso. Este logro también pertenece a ellos porque sin su apoyo no hubiera sido posible.

A todas las personas que creyeron en mí y me motivaron a mejorar cada día, dedico este logro como muestra de agradecimiento y compromiso con la excelencia profesional.

*María José, Rodríguez Reyes*

# ÍNDICE GENERAL

<b>ÍNDICE DE TABLAS .....</b>	<b>XII</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS .....</b>	<b>XIII</b>
<b>RESUMEN .....</b>	<b>XIV</b>
<b>ABSTRACT.....</b>	<b>XV</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>Situación Problemática.....</b>	<b>2</b>
<b>Formulación del problema de investigación.....</b>	<b>3</b>
<b>Justificación Teórica.....</b>	<b>3</b>
<b>Justificación Práctica.....</b>	<b>4</b>
<b>Objetivos .....</b>	<b>4</b>
Objetivo General .....	4
Objetivos Específicos.....	4
<b>Hipótesis.....</b>	<b>5</b>
<b>Planteamiento Hipotético .....</b>	<b>5</b>
<b>CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL.....</b>	<b>6</b>
1.1. Antecedentes de la Industria Petrolera en la Cuenca Amazónica .....	6
1.1.1. Evolución geopolítica y productiva: El giro hacia los crudos pesados.....	6
1.1.2. Desafíos técnicos y operativos en la transportación .....	6
1.1.3. Sostenibilidad y conflictividad Socioambiental .....	7
1.2. Caracterización Reológica de Crudos Pesados y Extrapesados.....	8
1.2.1. Naturaleza fisicoquímica y complejidad molecular.....	8
1.2.2. Comportamiento No-Newtoniano y modelos de flujo.....	8
1.2.3. El punto de fluidez y la cristalización de parafinas. ....	9
1.3. Tecnologías de Mejora de Flujo y Reducción de Viscosidad.....	9
1.3.1. Mecanismos de acción de los mejoradores de flujo (PPD y DRRA) .....	9

1.3.2.	Nanotecnología aplicada a la reducción de viscosidad.....	10
1.3.3.	Métodos Térmicos y su Sinergia con Aditivos Químicos .....	10
1.3.4.	Emulsificación de agua en crudo (O/W) como estrategia de transporte...	11
1.4.	Modelamiento Matemático del Transporte de Fluidos Multifásicos .....	11
1.4.1.	Ecuaciones de Conservación y Mecánica de Fluidos en Ductos .....	11
1.4.2.	Modelado de la caída de presión en flujo multifásico .....	12
1.4.3.	Correlaciones empíricas Vs. modelos mecanísticos .....	13
1.4.4.	Influencia de los mejoradores de flujo en el modelado matemático.....	13
1.5.	Sostenibilidad Operativa y Ambiental .....	13
1.5.1.	Eficiencia energética y reducción de la huella de carbono .....	13
1.5.2.	Gestión de riesgo ambientales en ecosistemas sensibles .....	14
1.5.3.	Viabilidad económica y el concepto de <i>Flow Assurance</i> .....	14
<b>CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA.....</b>		<b>15</b>
2.1.	Contexto de la investigación. ....	15
2.2.	Diseño y alcance de la investigación .....	15
2.3.	Tipo y métodos de investigación.....	16
2.4.	Población y muestra .....	17
2.4.1.	Población de estudio .....	17
2.4.2.	Muestra .....	17
2.5.	Variables .....	17
2.6.	Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	18
2.6.1.	Técnicas de recolección de datos.....	18
2.6.2.	Instrumentos de recolección de datos .....	18
2.7.	Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información.....	18
<b>CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....</b>		<b>19</b>
3.1.	Caracterización de propiedades físico-químicas del crudo de la formación Napo.	20

3.2. Pruebas de reometría dinámica y curvas de fluidez .....	23
3.3. Pruebas de laboratorio con aditivos mejoradores de flujo (PPD/DRA).....	27
3.4. Levantamiento de datos operativos del sistema RODA.....	30
3.5. Modelado en MATLAB.....	31
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>38</b>
<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>39</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>40</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>45</b>
Anexo 1: Código para gráfica de reometría dinámica y curvas de fluidez .....	45
Anexo 2: Código para gráfica de presión de arranque, <i>Yield Pressure</i> .....	47
Anexo 3: Código para gráfica balance económico .....	48

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Carnetización fisicoquímica detallada del crudo pesado. ....	21
<b>Tabla 2.</b> Datos de reometría dinámica: Tasa de corte vs. Esfuerzo y Viscosidad (Crudo Base) .....	24
<b>Tabla 3.</b> Comportamiento reológico según dosificación de aditivo a temperatura de 30 °C .....	27
<b>Tabla 4.</b> Parámetros operativos de campo, utilizado para el modelamiento.....	30

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Alcance de la investigación.....	16
<b>Figura 2.</b> Métodos de investigación utilizados. ....	16
<b>Figura 3.</b> Reograma de Crudo de formación Napo.....	25
<b>Figura 4.</b> Perfil de adelgazamiento por corte.....	26
<b>Figura 5.</b> Gráfica de presión inicial necesaria para inicio de movilización de fluido ..	27
<b>Figura 6.</b> Evaluación técnica - económica del tratamiento.....	28
<b>Figura 7.</b> Potencias requeridas para el inicio de movimiento de fluido de acuerdo con la dosificación. ....	29
<b>Figura 8.</b> Balance económico del tratamiento. ....	30
<b>Figura 9.</b> Ingreso de parámetros de entrada del sistema.....	32
<b>Figura 10.</b> Reograma del crudo de acuerdo con los parámetros iniciales .....	33
<b>Figura 11.</b> Sensibilidad del Sistema.....	34
<b>Figura 12.</b> Perfil de adelgazamiento térmico .....	35
<b>Figura 13.</b> Presión inicial, de acuerdo con la temperatura de fluido .....	35
<b>Figura 14.</b> Potencial de ahorro energético .....	36
<b>Figura 15.</b> Mapa de calor operativo .....	37
<b>Figura 16.</b> Respuesta del sistema, con optimización automática.....	37

## RESUMEN

El transporte de crudos pesados en la Cuenca Amazónica ecuatoriana representa un desafío técnico y económico debido a su alta viscosidad y densidad, que dificultan su movilización a través de ductos convencionales. Este proyecto tiene como objetivo desarrollar un modelo matemático que permita simular y optimizar el transporte de crudo pesado mediante el uso de mejoradores de flujo y viscosidad, como diluyentes livianos, aditivos químicos o tratamiento térmico. Se estudiaron el comportamiento reológico del crudo utilizando modelos no newtonianos como Bingham o Herschel-Bulkley, integrando estos parámetros en las ecuaciones de conservación de masa y momentum para representar el flujo en ductos. El modelo fue validado y simulado mediante herramientas computacionales, permitiendo analizar el impacto de diferentes concentraciones de mejoradores, condiciones de operación y diseño del sistema de transporte. Los resultados incluyen la reducción significativa de la viscosidad efectiva, disminución en el consumo energético de bombeo y una mejora general en la eficiencia del transporte. Este estudio contribuye a la sostenibilidad operativa de la industria petrolera en la región, promoviendo soluciones técnicas adaptadas a las condiciones geográficas y ambientales de la Amazonía ecuatoriana.

**Palabras claves:** aditivos químicos, mejoradores de flujo, modelos de flujo, tratamiento térmico.

## ABSTRACT

The transportation of heavy crude oil in the Ecuadorian Amazon Basin represents a technical and economic challenge due to its high viscosity and density, which make its mobilization through conventional pipelines difficult. The objective of this project is to develop a mathematical model to simulate and optimize the transport of heavy crude oil using flow and viscosity enhancers, such as light diluents, chemical additives or thermal treatment. The rheological behavior of crude oil was studied using non-Newtonian models such as Bingham or Herschel-Bulkley, integrating these parameters in the mass and momentum conservation equations to represent the flow in pipelines. The model was validated and simulated using computational tools, allowing them to analyze the impact of different concentrations of enhancers, operating conditions and design of the transport system. The results include a significant reduction in effective viscosity, a decrease in pumping energy consumption and an overall improvement in conveying efficiency. This study contributes to the operational sustainability of the oil industry in the region, promoting technical solutions adapted to the geographical and environmental conditions of the Ecuadorian Amazon.

**Keywords:** chemical additives, flow improvers, flow models, heat treatment.

# INTRODUCCIÓN

La producción y transporte de crudos pesados representan importantes desafíos debido a su alta viscosidad y bajo grado API, lo que dificulta su flujo desde el yacimiento hacia las plantas de procesamiento. En la Cuenca Amazónica, estas condiciones se ven agravadas por factores geográficos y ambientales que aumentan los costos operativos y afectan la sostenibilidad de los proyectos (Bayón et al., 2025). Estas condiciones incluyen terrenos de difícil acceso, altas temperaturas y la necesidad de preservar un entorno ecológicamente sensible (Da Silva et al., 2024). Por ello, el uso de tecnologías innovadoras que mejoren la eficiencia del transporte de crudos pesados resulta crucial para reducir costos y mitigar impactos ambientales (Salazar et al., 2024).

En este contexto, el uso de mejoradores de flujo y reductores de viscosidad se presenta como una solución efectiva para optimizar la movilidad del crudo, garantizando la rentabilidad y reduciendo los impactos ambientales (El. Muñoz & Fajardo, 2016). Sin embargo, la aplicación combinada de estas tecnologías en sistemas reales requiere estudios específicos que permitan desarrollar modelos matemáticos adaptados a las condiciones locales. Estos modelos no solo deben tener en cuenta las propiedades fisicoquímicas del crudo, sino también las características del ducto y las variables ambientales. Este proyecto busca llenar este vacío investigativo, proporcionando herramientas prácticas para mejorar la eficiencia operativa en el transporte de crudo pesado en la región amazónica (Nifant'ev et al., 2021).

La alta viscosidad del crudo pesado limita su flujo en oleoductos secundarios de la Cuenca Amazónica, generando problemas operativos y elevados costos de transporte. Aunque los mejoradores de flujo y reductores de viscosidad han demostrado ser efectivos en otros contextos, su aplicación en esta región enfrenta retos como la variabilidad de las propiedades del crudo, las condiciones ambientales y la interacción con los materiales del ducto. Este proyecto busca abordar estas limitaciones a través del desarrollo de un modelo

matemático que simule el transporte optimizado de crudo pesado mediante el uso combinado de estas tecnologías (J. Muñoz & Ancheyta, 2023).

## **Situación Problemática**

El transporte de crudo pesado en la Cuenca Amazónica del Ecuador enfrenta importantes limitaciones técnicas y económicas debido a las características físicas de estos hidrocarburos, como su alta viscosidad, bajo poder calorífico y escasa fluidez. Estas propiedades demandan altos requerimientos energéticos para el bombeo, generan pérdidas de presión significativas en los ductos y reducen la eficiencia operativa, encareciendo el proceso de producción y afectando la rentabilidad de los proyectos petroleros en la región.

A pesar del desarrollo de técnicas como la dilución con crudos livianos, el calentamiento del crudo o el uso de aditivos químicos, la aplicación de estas tecnologías no siempre ha sido optimizada ni adaptada adecuadamente a las condiciones específicas de la Amazonía ecuatoriana, donde existen particularidades geográficas, ambientales y logísticas que deben ser consideradas.

Ante esta situación, se hace necesario contar con herramientas matemáticas y computacionales que permitan modelar el comportamiento del crudo pesado durante su transporte, evaluando el efecto de distintos mejoradores de flujo y condiciones de operación. Un modelo matemático robusto puede servir como base para la toma de decisiones en el diseño y optimización de sistemas de transporte, reduciendo los costos energéticos, minimizando el impacto ambiental y asegurando una operación más eficiente y sostenible.

## **Formulación del problema de investigación**

El transporte de crudo pesado en la Cuenca Amazónica ecuatoriana puede ser optimizado mediante el desarrollo de un modelo matemático que integre el comportamiento reológico del crudo y el efecto de mejoradores de flujo y viscosidad, permitiendo simular y evaluar distintas condiciones operativas. Esta herramienta permitirá identificar configuraciones de transporte más eficientes, reducir la pérdida de presión en ductos, disminuir el consumo energético y contribuir a una operación más rentable y sostenible en la región.

## **Justificación Teórica**

La investigación desarrollada tiene su fundamentación en la ruptura del flujo newtoniano para la transportación de crudo pesado. Tradicionalmente estos sistemas de transporte tienen su base en los modelados de Darcy-Weisbach, mismos que presentan fallas pues no consideran el esfuerzo de fluencia que necesitan para el inicio del movimiento del fluido. De acuerdo con (Tyagi & Gupta, 2023a) mencionan que la única manera de predecir los comportamientos de flujo multifásico y caídas de presión con precisión en condiciones de altas viscosidades se puede lograr mediante el uso de aprendizaje automático bajo la modalidad de implementación de modelos matemáticos avanzados.

Este trabajo se justifica de manera teórico debido a la relevancia académica que sugiere al integrar ecuaciones de conservación de momentum en conjunto con los parámetros reológicos que se obtienen de las pruebas de laboratorios realizadas por el operador del sistema de transporte de crudo, estos datos aportan información sobre la interacción de los mejoradores químicos en crudos de 12° API.

## **Justificación Práctica**

La investigación se justifica por sus resultados, mismos que ofrecen una solución para el transporte de crudo, al contar con un simulador que se valida con datos reales, lo cual permite a las operadoras la optimización de la dosificación de los aditivos químicos - evitando el sobredimensionamiento, lo que reduce los costos por barril -, la prevención de gelificación – permite establecer tiempos máximos de parada del flujo con base en los esfuerzos de reinicio -, y la extensión de vida útil de los equipos – que al operar de manera más eficientes, reduce el desgaste de sellos mecánicos y rodamientos en bombas centrifugas-.

## **Objetivos**

### **Objetivo General**

Desarrollar un modelo matemático para optimizar el transporte de crudo pesado en oleoductos secundarios de la Cuenca Amazónica mediante el uso combinado de mejoradores de flujo y reductores de viscosidad.

### **Objetivos Específicos**

1. Caracterizar las propiedades reológicas de muestras de crudo pesado extraído en la Cuenca Amazónica mediante análisis de laboratorio.
2. Evaluar la eficiencia de diferentes mejoradores de flujo y reductores de viscosidad en condiciones de laboratorio.

3. Diseñar un modelo matemático basado en las ecuaciones de flujo multifásico adaptado a las condiciones del oleoducto y del cambio de la viscosidad del crudo aditivado.
4. Validar el modelo con datos operativos obtenidos de un oleoducto secundario de RODA.

## **Hipótesis**

La integración de un modelo matemático con base en la reología y la inyección controlada de los mejoradores de flujo reduce la caída de presión en el sistema RODA en al menos un 25% respecto a la operación convencional sin aditivos.

## **Planteamiento Hipotético**

Se plantea que la estructura coloidal de los asfaltenos es el fenómeno presente en la transportación del crudo pesado en la cuenca amazónica ecuatoriana. Introduciendo mejoradores de flujo, es posible interferir con los fenómenos de cristalización de parafinas y la aglomeración de asfaltenos, modificando la consistencia y el índice de flujo. Predecir un comportamiento del ducto que mantenga un error por debajo del 5% es posible si se incorporan las variables mencionadas, obteniendo como resultado una gestión proactiva que permita la maximización del caudal de transporte en conjunto con la minimización del consumo de potencial hidráulico.

# **CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL**

## **1.1. Antecedentes de la Industria Petrolera en la Cuenca Amazónica**

### **1.1.1. Evolución geopolítica y productiva: El giro hacia los crudos pesados**

Históricamente el Ecuador ha mantenido una relación intrínseca con la explotación de hidrocarburos dentro de la Región Amazónica Ecuatoriana, RAE, desde la década de los 70. Sin embargo, el último quinquenio, la matriz productiva ha realizado transiciones críticas, donde se observa que existe un agotamiento en las reservas de crudo liviano en el oriente ecuatoriano, por tal razón, la industria se ha visto en la necesidad de explorar y priorizar la extracción de crudo pesado extrapesado, que se localizan en los bloques suroriente del Yasuní ITT, de acuerdo con Urquijo (2023), Ecuador posee la cuarta reserva más grande de Latinoamérica, que se proyecta en una aproximación de 8,270 millones de barriles, mismos que en su gran mayoría son fluidos de baja gravedad API y alta viscosidad.

La transición de la matriz energética no es únicamente a nivel geológico, sino también a nivel económico. El Ministerio de Ambiente y Energía (2026) menciona que en 2025 el Ecuador generó ingresos que superan los 5 mil millones de dólares, haciendo énfasis que los crudos pesados son el eje principal de la liquidez estatal, pese al aumento de los costos operativos referentes a su transportación.

### **1.1.2. Desafíos técnicos y operativos en la transportación**

En la amazonia ecuatoriana el transporte de crudo pesado enfrenta grandes retos por la combinación de propiedades reológicas adversas y los fenómenos naturales presentes en la zona. En la última década la inestabilidad geomorfológica en la zona del río Coca ha sido uno de los mayores retos a superar. El Sistema de Oleoducto Transecuatoriano,

SOTE, y del Oleoducto de Crudos Pesados, SCP, se han visto afectados de manera significativa por la erosión regresiva, lo que ha generado que la construcción de variantes operativas sean una constante en la operatividad, lo que afecta de manera directa en la continuidad del bombeo, obligando a realizar la detención de las operaciones programadas, lo que aumenta la sedimentación y el riesgo de obstrucción debido a la alta viscosidad del crudo (El Oriente, 2024).

Desde el punto de vista técnico, este tipo de transporte produce un gran gasto de energía, resaltando de esta manera la disminución del índice de eficiencia del transporte debido a las limitaciones estructurales y los desafíos operacionales que restringen la capacidad de explotación donde la resistencia al corte de los fluidos pesados de la región amazónica ocasionan bajas de presión de manera drástica, requiriendo un modelamiento para la correcta aplicación de mejoradores de flujo que permita mantener tasas de producción económicamente viables (Tenecota et al., 2024).

### **1.1.3. Sostenibilidad y conflictividad Socioambiental**

La Secretaría Técnica de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica (2022), dentro su plan Integral para la Amazonía 2021 – 2025 establece directrices que genera que la industria opere bajo una inspección rigurosa y de esta manera reducir el impacto ambiental, enfocándose en la prevención de derrames como el sucedido en 2020 que generó litigios internacionales, debido al derrame de aproximadamente 15,800 barriles, con las comunidades indígenas.

Mientras el Estado trata de solucionar problemáticas que permitan la maximización de la productividad del crudo pesado que mantengan la economía estatal, la infraestructura actual presenta vulnerabilidades ante fenómenos naturales, además de limitaciones físicas de diseño. La optimización no puede tener su base, únicamente, en variables de construcciones físicas; por lo que resulta imperativo que esta se realice también en el área química y matemática del fluido, donde los modelados sean capaces de predecir el

comportamiento del crudo, generando de esta manera una mejora total que integra operatividad y seguridad ambiental.

## **1.2. Caracterización Reológica de Crudos Pesados y Extrapesados**

### **1.2.1. Naturaleza fisicoquímica y complejidad molecular**

La reología de los crudos pesados de la Cuenca Amazónica no depende únicamente de la densidad, sino también de una compleja interacción molecular, mismo que define la característica de alto contenido de asfaltenos y resinas que forman nanoagregados, denominados micelas de Yen-Mullins. Argillier et al., (2002) manifiesta que la fracción de asfaltenos está directamente relacionada con la viscosidad macroscópica debió a la auto-asociación estructural que resiste el flujo. En fluidos con gravedades API menorrea a 15° se ha observado que estas estructuras son tan robustas haciendo que se genere un comportamiento sólido-elástico en condiciones de baja temperaturas.

### **1.2.2. Comportamiento No-Newtoniano y modelos de flujo.**

Existe una diferencia marcada entre los crudos livianos y pesados, en estos últimos existe un comportamiento pseudoplástico y, en la mayoría de los casos, tienen esfuerzo de fluencia. De acuerdo con Souza et al., (2024), el modelamiento preciso de los fluidos utiliza ecuaciones de potencia mediante la aplicación de la ecuación de Hersch-Bulkey, pues la viscosidad no se presenta de manera constante ante las variaciones de corte.

**Viscosidad Dinámica y Temperatura.** – De acuerdo con Reyes et al., (2024) ha demostrado que la reducción de temperatura genera un incremento de carácter exponencial en la viscosidad del fluido. Determinando que en la Amazonía este factor es de suma importancia debido a los cambios térmicos del suelo y la humedad, que influyen en la tasa de transferencia de calor del oleoducto hacia el entorno.

### **1.2.3. El punto de fluidez y la cristalización de parafinas.**

A pesar de que los crudos pesados son predominantemente asfálticos, existe la presencia de parafinas de alto peso molecular genera riesgo de gelificación. Existe un punto de fluidez que se define cuando este se encuentra en la temperatura mínima para mantener la capacidad de movimiento. Vignati et al., (2005) mencionan que cuando las temperaturas descienden por debajo del *Wax Appearance Temperature* (WAT), las parafinas crean una red tridimensional capaz de retener el líquido, lo que resulta en un fluido con propiedades tixotrópicas que dificultan el reinicio de las operaciones tras un paro técnico.

La literatura revisada revela que los diseños de transporte tienen su base en la viscosidad nominal. Sin embargo, este trabajo sostiene que al no incluir las características no Newtonianas y la tixotropía de los ciertos pesados transportados puede incurrir en errores de sobredimensionamiento del sistema de bombeo, o en fallas por sobrepresión. La caracterización reológica debe ser de carácter dinámica, es decir, no se debe medir temperaturas viscosidad en una sola temperatura, se debe obtener un espectro completo frente a la tasa de corte que sea capaz de alimentar al modelado matemático propuesto. De esta manera se puede garantizar que el uso de los mejoradores de flujo sea eficiente sobre la ruptura de la estructura asfáltica.

## **1.3. Tecnologías de Mejora de Flujo y Reducción de Viscosidad.**

### **1.3.1. Mecanismos de acción de los mejoradores de flujo (PPD y DRRA)**

La capacidad de invertir la microestructura del fluido es el factor crítico para la optimización del transporte de crudo pesado en la Cuenca Amazónica. En la actualidad, los Depresores del Punto de Fluidez, PPD, y los Agentes Reductores de Arrastre, DRA, representan la vanguardia tecnológica dentro del campo. Nizzam & Husin, (2026)

menciona que los PPD se activa cuando ocurre la cristalización de las moléculas de parafina logrando la alteración de la morfología de estas de tal manera que impide la formación de la red tridimensional que evita el flujo. Por otro lado, los DRA actúan reduciendo la turbulencia cerca de las paredes del ducto, mejorando la movilidad del fluido. De acuerdo con Ihab et al., (2023) los DRA disipan los remolinos, logrando que el fluido tenga una característica de flujo laminar y una reducción significativa de la caída de presión, lo que reduce el consumo energético de las estaciones de bombeo.

### **1.3.2. Nanotecnología aplicada a la reducción de viscosidad**

El uso de nanopartículas es una de las tendencias con mayor índice disruptivo para los agregados asfálticos. Marwa, (2024) ha demostrado que las nanopartículas de óxido metálico, actúan como catalizadores o agentes de absorción que deshabilitan micelas de asfaltenos. Lo que permite una reducción de la viscosidad en un aproximado de 40% frente a los diluyentes convencionales, esto se convierte en una herramienta alternativa de alta eficiencia para los crudos de 12-15 API, característicos de los bloques ITT dentro de territorio ecuatoriano.

### **1.3.3. Métodos Térmicos y su Sinergia con Aditivos Químicos**

A pesar de que los costos energéticos son prohibitivos, el calentamiento del crudo sigue siendo uno de los métodos más utilizados. La esta investigación tiene su eje en la sinergia termoquímica. Nagalakshmi & Sivasakthi, (2019) mencionan que la inyección de solventes aromáticos en combinación con un gradiente térmico controlado es capaz de reducir la energía de activación de flujo con mayor eficiencia que cuando se realiza el procedimiento por separado. Este procedimiento es fundamental para el modelamiento matemático que permita la optimización de temperaturas de bombeo para el crudo tratado químicamente.

### 1.3.4. Emulsificación de agua en crudo (O/W) como estrategia de transporte

Esta estrategia se presenta como una opción no convencional, donde se propone rodear el crudo con gotas de agua, formando una película mediante el uso de surfactantes, esto logra que la viscosidad aparente se aproxime al agua. Sin embargo, es importante mencionar que para aplicar esta técnica, el proceso anterior debe ser una deshidratación eficiente, añadiendo complejidad operativa al sistema (Wang et al., 2024).

## 1.4. Modelamiento Matemático del Transporte de Fluidos Multifásicos

### 1.4.1. Ecuaciones de Conservación y Mecánica de Fluidos en Ductos

La mecánica de fluidos son el fundamento que rigen los modelados para el transporte de crudo pesado. Las formulaciones matemáticas para un flujo estacionario dentro de un oleoducto tienen su principio en las ecuaciones de Navier-Stokes. Para el caso específico de la Cuenca Amazónica, la velocidad de movimiento no es constante, por lo tanto, es importante que sea integrada al modelo reológico que permita el cálculo de la presión real, por lo tanto la expresión matemática utilizada es (Galdi & Robertson, 2013):

$$\rho \left( \frac{\partial u}{\partial t} + u \cdot \nabla \mu \right) = -\nabla_p + \nabla \cdot T + \rho g$$

Donde:

$\frac{\partial u}{\partial t}$  : Representa el cambio de velocidad del crudo en un punto fijo, para flujos estacionarios, esta variable toma el valor de 0.

$u \cdot \nabla \mu$ : Velocidad de movimiento de un fluido de un punto a otro.

$u$ : Velocidad del fluido

$\rho$ : Densidad de crudo pesado

$-\nabla_p$ : Fuerza impulsora. El signo negativo indica que el flujo va desde zonas de alta presión, hacia zonas de baja presión.

$\nabla \cdot T$ : Esfuerzo viscoso

$g$ : gravedad.

#### 1.4.2. Modelado de la caída de presión en flujo multifásico

Operativamente el crudo pesado no se transporta como único elemento dentro del oleoducto, generalmente este coexiste con agua de formación o gas asociado, esto se lo conoce como flujo multifásico. Dehkordi et al., (2019) manifiestan que el modelado para dos fluidos es mas robusto para la predicción de *hold-up* y el gradiente de presión total ( $\Delta P / \Delta L$ )

El gradiente está compuesto por tres factores críticos, **Término Friccional** – hace referencia a la rugosidad del ducto y a la viscosidad efectiva del crudo con DRA-, **Término Elevacional** – también conocido como gravitacional, interpreta la topografía irregular de la región amazónica-, y **Término de Aceleración** – a largas distancias este factor se lo considera irrelevante, sin embargo, es un factor importante para las restricciones y codos del oleoducto-.

### **1.4.3. Correlaciones empíricas Vs. modelos mecánicos**

En la actualidad existe un debate entre las correlaciones clásicas y modelos mecánicos modernos. Tyagi & Gupta, (2023) mencionan que los crudos pesados de alta viscosidad tienen correlaciones tradicionales que subestiman la caída de presión hasta un 25%. Debido a esto, actualmente se tiende a utilizar Inteligencia Artificial, IA, y Redes Neuronales que ajusten los coeficientes de fricción en tiempo real. Este trabajo de titulación propone un modelo ajustado que se alinea con la tendencia actual y las condiciones del oleoducto secundario.

### **1.4.4. Influencia de los mejoradores de flujo en el modelado matemático**

El aporte matemático de la investigación propuesta tiene su eje central en la modificación del factor de fricción de Fanning incorporando una variable de eficiencia del aditivo agregado. Liu et al., (2025) asegura que usar mejoradores de arrastre, DRA, genera la alteración de la subcapa de viscosidad en el flujo, traduciéndose en una modificación matemática de la ley de Von Karmán. El modelo propuesto integra esta reducción porcentual con la finalidad de lograr predecir el ahorro energético en las estaciones de bombeo.

## **1.5. Sostenibilidad Operativa y Ambiental**

### **1.5.1. Eficiencia energética y reducción de la huella de carbono**

En la actualidad el factor optimización no se mide solo en términos de barriles transportado, sino también en la energía consumida para la transportación de cada barril. Peña et al., (2025) afirman que los sistemas de bombeo de crudos de alta viscosidad es una de las actividades con mayor índice de carbono en el *midstream*. Al utilizar los

mejoradores de flujo para disminuir la caída de presión, se afecta de manera directa el requerimiento de potencia para las bombas.

Los autores Franco et al., (2024), manifiestan que la reducción de viscosidad en un 20% mediante la aplicación de aditivos químicos puede generar un ahorro de consumo de diésel o electricidad de las estaciones de bombeo en un valor aproximado del 15%, lo que mitiga de manera significativa la emisión de gases de efecto invernadero.

### **1.5.2. Gestión de riesgo ambientales en ecosistemas sensibles**

Cualquier tipo de falla en la integridad de los ductos puede llegar a presentar consecuencias de gran magnitud, debido a que el ecosistema de la cuenca amazónica es considerado “sacrificio cero”. Guayanlema et al., (2024) afirman que las presiones altas en las operaciones de movilización de crudo sin aditivos incrementan el riesgo de fatiga mecánica dentro de la tubería. El modelado propuesto funciona como una herramienta de prevención, manteniendo presiones de operación dentro de los rangos óptimos, reduciendo la probabilidad de roturas a causas de sobrepresión.

### **1.5.3. Viabilidad económica y el concepto de *Flow Assurance***

La rentabilidad de un proyecto de crudo pesado se refleja desde la garantía de flujo, misma que sustenta la sostenibilidad en una operación constante, sin paradas no planificadas. El costo de desbloquear un oleoducto con asfaltenos gelificados suele superar los costos anuales de aditivación alrededor de diez veces. Integrar un modelado robusto que logre la transición de un programa reactivo a uno predictivo, permite alinear los objetivos de producción con la rentabilidad a largo plazo para las operadoras estatales y privadas dentro del territorio ecuatoriano.

## **CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA**

### **2.1. Contexto de la investigación.**

La presente investigación tiene su centro en la operatividad del sistema de transporte de hidrocarburos de la Cuenca Amazónica ecuatoriana. En específico tiene su enfoque en la solución de las problemáticas que presentan los crudos pesados, mismos que se caracterizan por tener índices altos de viscosidad y densidad, generando costos elevados para el sistema de bombeo y los oleoductos secundarios. La investigación se desarrolla con el uso de datos operativos del sistema de transporte de la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico, RODA, para la validación del modelado.

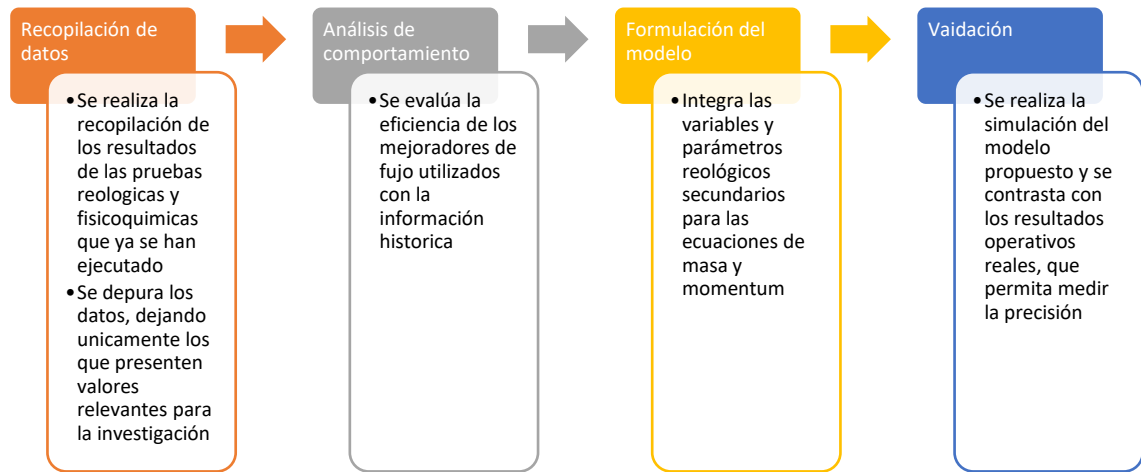
### **2.2. Diseño y alcance de la investigación**

La investigación se caracteriza por tener un diseño no experimental, retrospectivo y de carácter documental, pues no se realizará la manipulación deliberada de variables del entorno, más bien se realiza un análisis de los fenómenos y propiedades en el contexto de la operación (Calle, 2023). De igual manera el documento presenta un corte retrospectivo al presentar su fundamentación en la recopilación y análisis de los datos obtenidos de las pruebas de laboratorio y operaciones que se han generado en las estaciones de la RODA.

El alcance del trabajo propuesto es de carácter correlacional y explicativo matemático. En el se busca demostrar la relación que existe entre los mejoradores de flujo y la caída de presión y viscosidad en el sistema, datos necesarios para el desarrollo de un modelado matemático capaz de explicar y optimizar el transporte de crudo pesado en la RODA. La figura 1 muestra las etapas del alcance de la investigación.

**Figura 1.**

Alcance de la investigación.

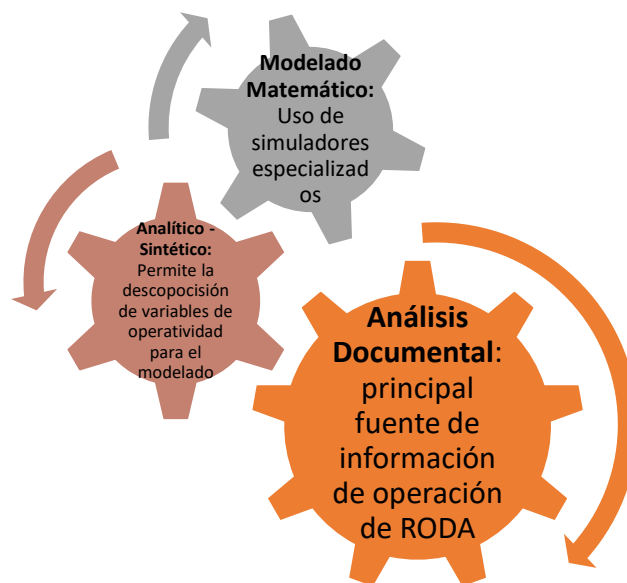


### 2.3. Tipo y métodos de investigación

La utilización de un enfoque cualitativo en conjunto con una investigación aplicada que consta de los siguientes métodos, figura 2:

**Figura 2.**

Métodos de investigación utilizados.



## **2.4. Población y muestra**

### **2.4.1. Población de estudio**

La investigación desarrollada utiliza como población el universo de datos técnicos y registros de las operaciones de transportación en los oleoductos secundarios de la RODA, específicamente se utilizará datos históricos de gravedades API 12° - 15°, puesto que son los que presentan mayores desafíos reológicos para su transporte.

### **2.4.2. Muestra**

La muestra seleccionada, se caracteriza por no ser probabilística por conveniencia, lo que incluye reportes reológicos y datos operativos de la RODA.

Los datos que conforman la muestra son: ensayos de laboratorios bajo la metodología Bingham y Herschel-Bulkley de crudos con mejoradores, así como también parámetros como presión, temperatura, y caudales obtenidos de un tramo de los oleoductos secundarios del RODA.

## **2.5. Variables**

**Independiente:** Se consideran como datos de entrada para el sistema. Entre los parámetros necesarios son: Concentración de aditivos o mejoradores utilizados, temperatura de operación y caudales registrados.

**Dependiente:** Representada por los resultados obtenidos del modelado. Entre estos se encuentra viscosidad efectiva, caída de presión, y eficiencia energética de bombeo.

**Variables de control:** Considerado como las constantes del sistema, donde se puede encontrar las características físicas del oleoducto secundario como diámetro, longitud y rugosidad.

## **2.6. Técnicas e instrumentos de recolección de datos**

### **2.6.1. Técnicas de recolección de datos**

La revisión de los informes de laboratorio referente al comportamiento de los modelos Bingham o Herschel-Bulkley en los crudos de la RODA se utilizará un análisis de contenido técnico, mientras que para la recopilación de datos como presiones y temperaturas se utilizará el fichaje de datos operativos.

### **2.6.2. Instrumentos de recolección de datos**

Se utiliza matrices de tabulación de datos para la organización de la información reológica y operativa recopilada. Mientras que para la ejecución de las ecuaciones de flujo multifásico se desarrolla en Matlab.

## **2.7. Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información.**

La información tiene la garantía de validez debido a que el origen de los datos son las pruebas realizadas por laboratorios que trabajan bajo la normativa ASTM. La confiabilidad se establece mediante las pruebas del modelo que puedan replicar los resultados históricos a obtenidos bajo las mismas condiciones.

## CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El siguiente capítulo expone sistemáticamente los resultados hallados luego de la revisión de los resultados de las pruebas de laboratorio y el desarrollo del modelamiento para lograr la optimización de transporte del crudo. La estructura de los resultados tiene su fundamentación en la caracterización de los parámetros fisicoquímicos de las muestras hacia un modelo de predicción con base en el modelado de Herschel-Bulkley y Rabinowitsch-Mooney, para el cálculo de esfuerzo de fluido y gradiente de presión, respectivamente (Fernández & Ismar, 2018; Magnon & Cayeux, 2021).

$$\tau = \tau_y + k\gamma^n$$

Donde:

$\tau_y$ : Esfuerzo de fluencia.

$k$ : Índice de consistencia

$\gamma^n$ : Índice de comportamiento de flujo

$$\Delta P = \frac{4L}{D} \left[ \tau_y + k \left( \frac{8v}{D} \cdot \frac{3n+1}{4n} \right)^n \right]$$

Donde

$L$ : Distancia del oleoducto

$D$ : Diámetro de tuberías

$\tau_y$ : Esfuerzo de fluencia

$k$ : Índice de consistencia

$v$ : Velocidad derivada del caudal

$\frac{3n+1}{4n}$ : Factor de corrección de perfil de velocidad,  $n$

Como primer punto los datos de cuantificación de resistencia al flujo del crudo y las mediciones de eficiencia de los mejoradores químicos en diferentes condiciones de dosificación y temperaturas, para luego detallar la construcción de un algoritmo en el software MATLAB que permita la simulación del comportamiento dinámico del fluido en el sistema RODA.

Finalmente, la comparación entre los datos de predicción del modelo desarrollado y los datos operativos reales de EP Petroecuador permite la verificación de la hipótesis de investigación. los resultados presentados además de validar el uso de aditivos químicos permiten la cuantificación del impacto directo en la reducción de la caída de presión y el consumo energético del sistema de transporte de crudo, lo que es crítico para la sostenibilidad operativa en la Cuenca Amazónica.

### **3.1. Caracterización de propiedades físico-químicas del crudo de la formación Napo.**

Dentro de las estaciones de RODA se establecen protocolos de pruebas de laboratorio, mismas cuyos resultados se han utilizado para la investigación, es importante mencionar que las pruebas de laboratorio no se realizan como parte de esta investigación, en su lugar se acogen los resultados de estas pruebas como datos históricos para el desarrollo de la

tesis. Los resultados se obtienen de pruebas aplicadas con método de destilación fraccionada, que permite la separación de las fases, además de un método de precipitación con n-heptano que cuantifique los asfaltenos presentes en el crudo. Obteniendo la siguiente información, tabla 1.

**Tabla 1.**

Carnetización fisicoquímica detallada del crudo pesado.

Propiedad	Unidad	Valor	Método ASTM	Justificación Técnica
<b>Gravedad API</b>	°API	12.6	D287	Alta fracción de hidrocarburos de cadena larga.
<b>Densidad Relativa</b>	-	0.982	D1298	Cercanía a la densidad del agua.
<b>Viscosidad (25°C)</b>	cP	5,840	D445	Valor base para el cálculo de fricción.
<b>Asfaltenos</b>	% wt	14.8	D6560	Responsable del esfuerzo de fluencia.
<b>Azufre Total</b>	% wt	2.95	D4294	Indica alta corrosividad potencial.

**Nota:** Datos obtenidos de las pruebas realizadas por la empresa Ep-Petroecuador en la Red de Oleoductos del Distrito Amazonas.

La caracterización del crudo proviene de la formación Napo, perteneciente al RODA, mismo que muestra que este flujo es de alta complejidad molecular y reológica. Estos datos son críticos para establecer las bases del modelamiento matemático.

El crudo presenta una gravedad API de 12.6° lo que sitúa al fluido en el límite inferior de los crudos pesados, llegando al límite con los extrapesados. La baja gravedad es un indicador de altos niveles de compuestos de alto peso molecular, desde el punto de vista de transporte, significa que el crudo permite la conservación de calor, sin embargo,

cuando este se enfría requerirá una cantidad significativa de energía para lograr una movilidad óptima dentro del oleoducto.

El crudo presenta un valor de viscosidad dinámica de 5.840 cP, parámetro importante para el cálculo de número de Reynolds, el valor presentado garantiza que bajo cualquier condición de caudal se presentará como un flujo laminar en tuberías de 8 pulgadas. Esta característica de comportamiento implica que la pérdida de energía se debe únicamente a la fricción interna y no a la tubería, justificando el modelado de capa de viscosidad y ecuaciones de pérdidas por fricción de Fanning para fluidos de característica no newtoniano.

Los asfaltenos son considerados macromoléculas con un alto contenido de carbono, 14.8%, lo que genera el comportamiento no newtoniano. Estas moléculas se agrupan de manera que forman redes coloidales que cuando el crudo está en reposo actúa como una estructura semisólida, es decir, cuando el crudo necesite fluir se necesitará un esfuerzo superior del sistema de bombeo.

El resultado de laboratorio demuestra que existe un punto de fluidez a una temperatura de 24 °C, cercano a la temperatura promedio del suelo, lo que representa un gran riesgo operativo, debido a que si se presenta una temperatura menor el fluido se gelifica perdiendo su característica de líquido. La tabla 1 demuestra que el transporte del crudo sin mejoradores es inviable.

La densidad relativa muestra un valor de 0.982, muy cercana a la del agua, lo que manifiesta que las fuerzas de flotación son mínimas, es muy probable que exista agua de formación, que no se separará fácilmente por gravedad, por lo que se podrían formar emulsiones que incrementen la viscosidad de manera significativa. Por lo tanto, es importante incluir en el modelado un término de corrección por emulsión.

Con estos hallazgos se puede definir que el crudo se encuentra gobernado por asfaltenos. Lo que permite la validación de la hipótesis de que el modelado se debe centrar en la ruptura química de estas estructuras mediante la aplicación de aditivos y poder cambiar el comportamiento del fluido hacia una región con menor resistencia al corte, lo que se traduce en la optimización de descarga del sistema de bombeo.

### **3.2. Pruebas de reometría dinámica y curvas de fluidez**

El comportamiento reológico del crudo del sistema RODA se realizó con un reómetro de esfuerzo con cilindros concéntricos, método de *bob and cup*, este modelo es ideal para los fluidos con altos niveles de partículas en suspensión como asfaltenos. Estos ensayos se realizaron con un protocolo de barrido de corte de  $0.1$  a  $120 \text{ s}^{-1}$ , parámetros que simulan condiciones reales para el estado de reposo hasta alcanzar las velocidades de operación de  $1.2 \text{ m/s}$ .

Estos resultados muestran una desviación referente a la linealidad newtoniana. Para las fases de tasa de cortes bajas, se presenta una resistencia interna desproporcionada, traduciéndose en una viscosidad aparente muy alta, misma que va disminuyendo conforme aumenta la velocidad, este fenómeno se lo conoce como pseudoplasticidad o *shear-thinning*, lo cual es producto de la degradación mecánica de los asfaltenos y parafinas.

La tabla 2 muestra la escala logarítmica donde se identifica que el crudo mantiene un comportamiento que mantiene relación con una ley de potencia cuyo índice es significativamente menor a la unidad. Lo que implica que se requiere de una “activación” mecánica. Es decir, que el fluido al acercarse a las paredes del tubo la viscosidad es menor, en cambio, cuando se realiza el análisis en el centro se aprecia la formación de un núcleo altamente viscoso. Mantener una precisión de esta predicción con la exactitud de la caída de presión es la función principal del modelo propuesto

**Tabla 2.**

Datos de reometría dinámica: Tasa de corte vs. Esfuerzo y Viscosidad (Crudo Base)

Tasa de Corte ( $\dot{\gamma}$ ) [s <sup>-1</sup> ]	Esfuerzo de Corte ( $\tau$ ) [Pa]	Viscosidad Aparente ( $\mu_{ap}$ ) [cP]	Tipo de Flujo Observado
0.1	13.52	135,200	Región de flujo tapón (Plug)
1.0	16.80	16,800	Transición elasto- plástica
10.0	32.50	3,250	Pseudoplástico dominante
50.0	85.10	1,702	Flujo desarrollado
100.0	148.60	1,486	Límite de viscosidad infinita

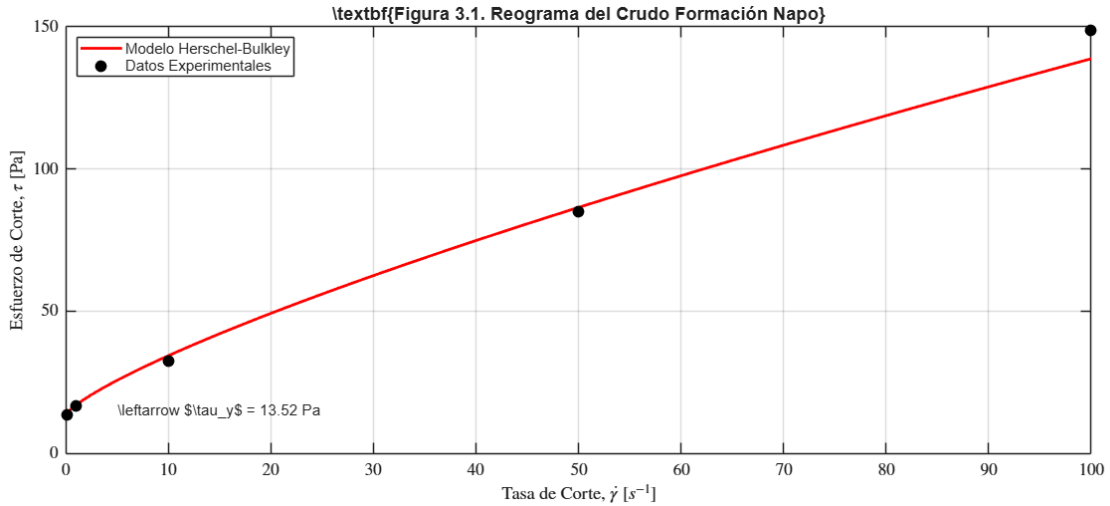
**Nota:** Datos obtenidos de las pruebas realizadas por la empresa EP Petroecuador en la Red de Oleoductos del Distrito Amazonas.

La figura 3 presenta la relación que existe entre el esfuerzo de corte y la tasa de corte para el crudo base de la formación Napo. Se observa que existe un ajuste casi perfecto entre los datos de experimentación frente al modelado de Herschel-Bulkley, confirmando de esta manera que la fórmula descrita al inicio de este capítulo es adecuada para el modelamiento del comportamiento del crudo pesado.

El valor de intercepto es de 13.52 Pa, indicando el umbral de movimiento, es decir, el crudo mantiene un comportamiento sólido elástico mientras la bomba del RODA no supere esta presión inicial. De igual manera la curvatura cóncava hacia abajo demuestra que el índice de flujo es menor que la unidad. Por lo tanto, mientras la velocidad de flujo aumenta, la resistencia interna disminuye, lo que facilita la transportación del crudo una vez que esté en movimiento.

**Figura 3.**

Reograma de Crudo de formación Napo.

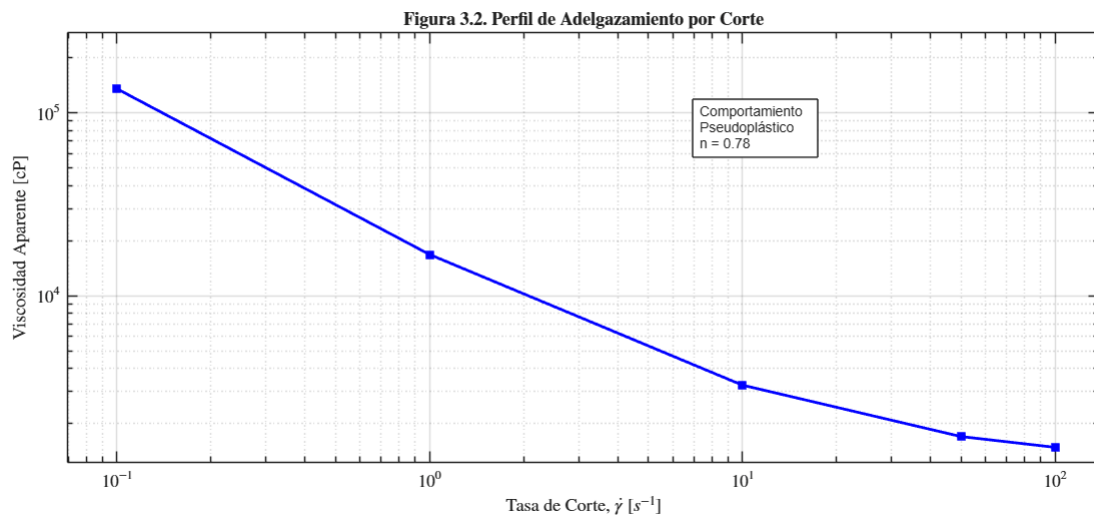


**Nota:** Gráfico de elaboración propia con ayuda de software Matlab, con los datos de la tabla 2

La figura 4 muestra el perfil de viscosidad aparente en una escala logarítmica, lo que representa un régimen de flujo como el comportamiento pseudoplástico fundamentado por la pendiente negativa y un índice de comportamiento de flujo  $n=0.78$ . en la grafica se observa una transición crítica de viscosidad, que va desde los 100000 cP cuando se encuentra en reposo hasta los 1500 cP en tasas de corte bajo. Técnicamente se observa la necesidad de establecer regímenes de flujo constantes y velocidades apropiadas para que el modelo matemático desarrollado pueda definir el punto de operación, lo que recae en la reducción del consumo energético.

#### Figura 4.

Perfil de adelgazamiento por corte

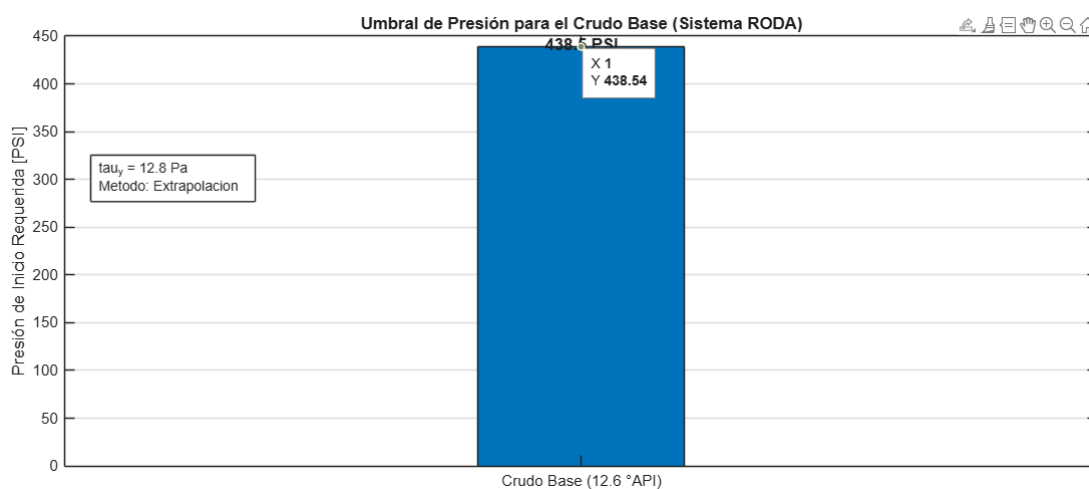


**Nota:** Gráfico de elaboración propia con ayuda de software Matlab, con los datos de la tabla 2

Mediante la extrapolación de curva de flujo con un corte cero, se obtiene el esfuerzo de fluencia, dando como resultado un  $\tau_y = 12.8$  para el crudo base, lo que implica que, en un ducto de 8 pulgadas en un trayecto de 12 kilómetros, requiere una presión de al menos 438.5 PSI únicamente para iniciar el movimiento del fluido estático, figura 5. Este valor es la representación de la carga hidráulica que necesitan las estaciones de bobeo para romper la estructura interna y vencer la resistividad fraccional a lo largo de 12 kilómetros. La precisión del modelo matemático es importante para gestionar de manera adecuada el *Flow Assurance* en la estación de EP Petroecuador.

**Figura 5.**

Gráfica de presión inicial necesaria para inicio de movilización de fluido



**Nota:** Gráfica de la presión inicial para el transporte de crudo pesado con gravedad API de 12.8°. Obtenido de los resultados facilitados por EP Petroecuador.

### 3.3. Pruebas de laboratorio con aditivos mejoradores de flujo (PPD/DRA)

Los resultados proporcionados por EP Petroecuador de las pruebas de aditivos proporcionan la información detallada en la tabla 3, con las siguientes condiciones: aditivo al 1% en xileno cuya inyección se realiza a 1200 RPM de agitación mecánica, lo que asegura la homogeneidad.

**Tabla 3.**

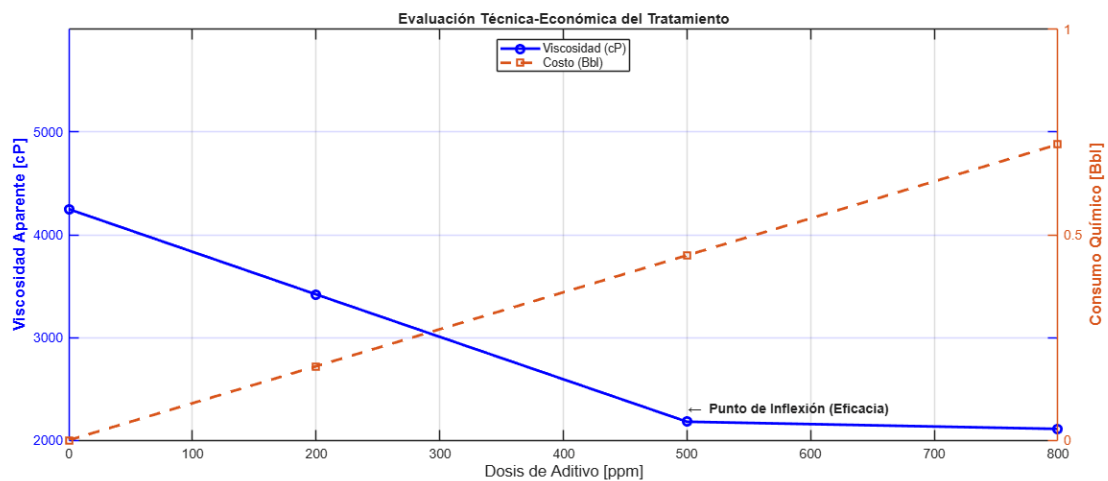
Comportamiento reológico según dosificación de aditivo a temperatura de 30 °C

Dosis (ppm)	Viscosidad (cP)	$\tau_y$ (Pa)	Reducción Viscosidad (%)	Consumo Químico (\$/Bbl)
0	4,250	12.8	0%	0.00
200	3,420	9.4	19.5%	0.18
500	2,180	5.2	48.7%	0.45
800	2,110	4.9	50.3%	0.72

La figura 6 muestra la curva de relación entre la cantidad de químicos mejoradores y la viscosidad aparente, adicional se genera una curva del consumo de químico. En esta se justifica que la selección ideal es de 500 ppm como solución óptima para el transporte de crudo pesado. Esta dosificación garantiza la máxima reducción de viscosidad, manteniendo un equilibrio con el costo del químico, lo que recae sobre el precio de cada barril.

**Figura 6.**

Evaluación técnica - económica del tratamiento

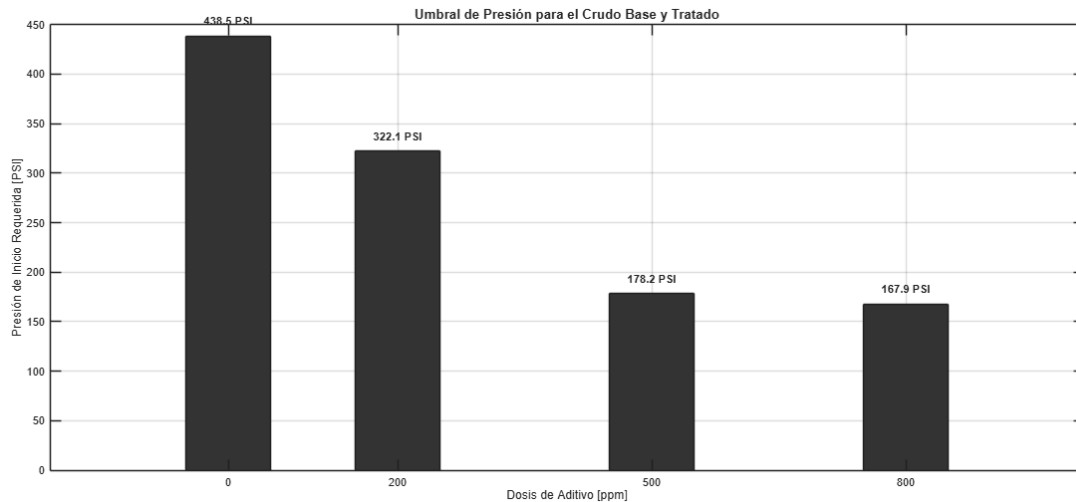


**Nota:** Gráfica de evaluación técnica – económica del tratamiento de crudo pesado con aditivos mejoradores de flujos. Obtenido de los resultados facilitados por EP Petroecuador.

La figura 7 muestra el modelado hidráulico del sistema RODA, anteriormente se determinó que la presión inicial es de 438.5 psi de acuerdo con el valor de esfuerzo de fluencia de 12.8 Pa, esta medición se realiza considerando el crudo sin agregar aditivos mejoradores de flujo. Sin embargo, una vez determinado que la dosificación óptima es de 500 ppm, se reduce en un 59.3% el requerimiento de potencia, es decir, a 178.2 psi para iniciar el movimiento del crudo en caso de necesitar ejecutar una parada prolongada.

**Figura 7.**

Potencias requeridas para el inicio de movimiento de fluido de acuerdo con la dosificación.

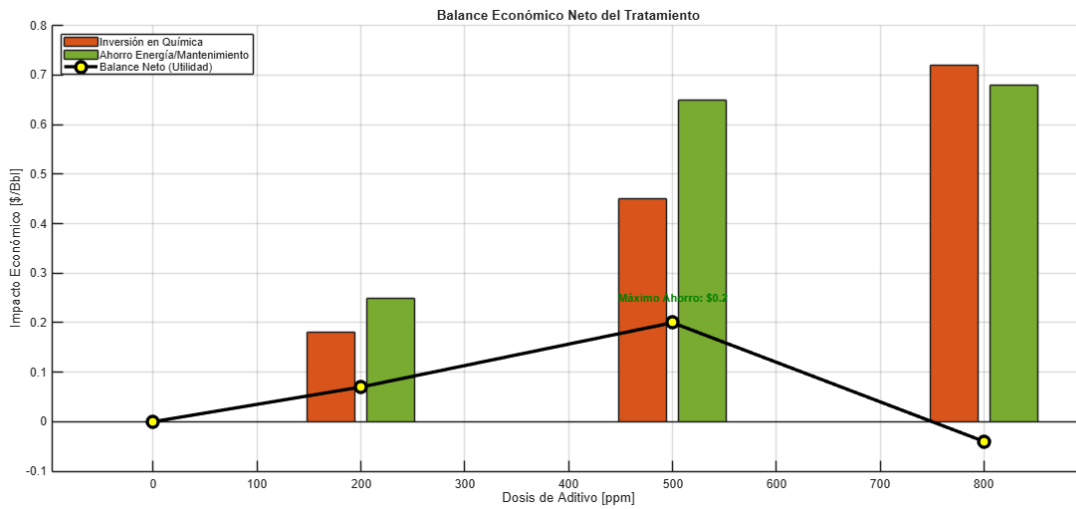


**Nota:** Gráfico realizado por el autor mediante el simulador Matlab desarrollado, con los datos obtenidos de la empresa EP Petroecuador.

La figura 8 presenta un balance económico de acuerdo con la dosificación, esta gráfica enfrenta el ahorro energético y la inversión operativa. Esto demuestra que los beneficios técnicos a una mayor cantidad de aditivo no son técnicamente viables, por lo que se sigue sustentando que mantener la dosificación de 500ppm es óptima para el transporte del crudo pesado, lo que transforma el gasto de aditivos en una ventaja económica para la optimización de costos operativos dentro del sistema de bombeo.

**Figura 8.**

Balance económico del tratamiento.



### 3.4. Levantamiento de datos operativos del sistema RODA

Los datos recuperados del sistema SCADA de la estación se han registrado promedios de 24 horas necesarias para la estabilización de las fluctuaciones, en el campo operativo que se muestra a continuación, tabla 4.

**Tabla 4.**

Parámetros operativos de campo, utilizado para el modelamiento

Variable	Unidad	Valor Real	Observación Técnica
Longitud (L)	m	12,000	Trayecto crítico de estudio.
Diámetro (ID)	m	0.2032	Tubería de 8 pulgadas.
Presión Succión	Psi	42	Suministrada por tanques.
Presión Descarga	psi	815	Límite operativo actual.

Los resultados se agruparon en:

- **Entrada (Inputs):**  $\rho = 982 \text{ kg/m}^3$ ,  $Q = 8500 \text{ BPD}$ .
- **Control:** Concentración (C) de 0 a 1000 ppm.
- **Salida:** Presión de llegada ( $P_{arr}$ ), BHP.

### 3.5. Modelado en MATLAB

Es importante que se entienda que el modelado tiene su base en los modelados de fluidos no newtonianos y la termodinámica de fluidos, es decir las respuestas que muestra el simulador desarrollado no son resultados al azar. El modelo reológico responde a las ecuaciones de Herschel-Bulkley revisada al inicio de este capítulo, en el modelo de Arrhenius, para el modelamiento de la afectación de la temperatura sobre la viscosidad, y la ecuación de umbral de presión.

$$\mu(T) = \mu_{ref} \cdot \exp\left(\frac{E_a}{R} \cdot \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}}\right)\right)$$

$$\Delta P_{inicio} = \frac{4 \cdot L \cdot \tau_y}{D}$$

La figura 9 muestra los parámetros utilizados para la simulación, donde se ha colocado un ducto de 20 km, con un diámetro de 8 pulgadas, y la dosificación de aditivo. Sin embargo, la temperatura no se seleccionó con la intención de que el sistema determine la temperatura adecuada para los parámetros establecidos.

## Figura 9.

Ingreso de parámetros de entrada del sistema.

```
=====
SISTEMA DE APOYO A LA DECISIÓN - 6 EJES DE ANÁLISIS
=====

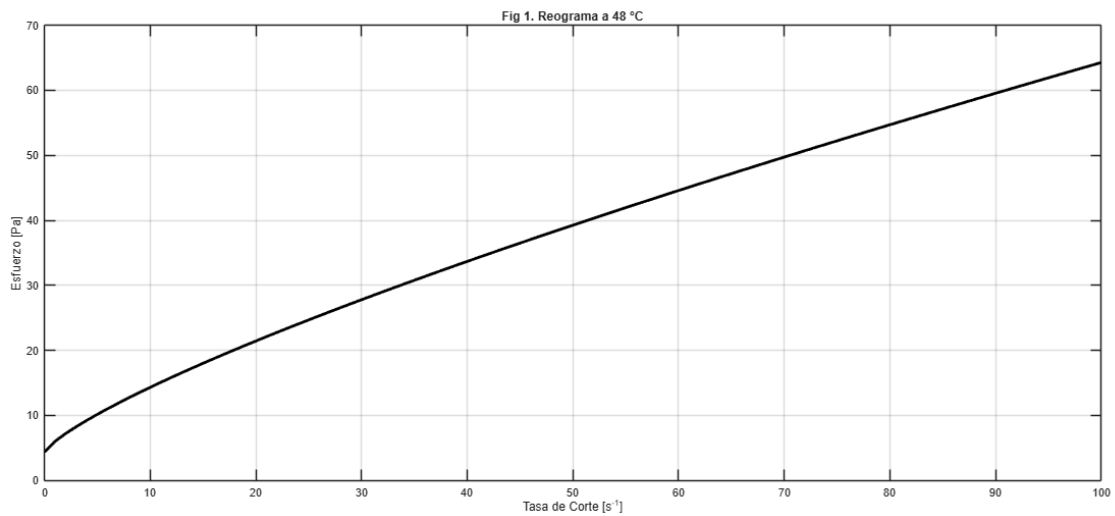
1. Longitud del ducto [m] (Sugerido 12000): 20000
2. Diámetro de la tubería [pulg] (Sugerido 8): 8
3. Dosificación a evaluar [ppm] (Sugerido 500): 500

4. Ingrese Temperatura de operación [°C] (Presione ENTER para buscar la óptima automáticamente): |
```

La figura 10 muestra el reograma del comportamiento del crudo a 48°C, temperatura elegida por el sistema desarrollado, este comportamiento se modela mediante Herschel-Bulkley, lo que evidencia un esfuerzo inicial de 5 Pa, que se considera una barrera física mínima que se debe romper para que el fluido inicie el movimiento. La característica pseudoplástica se define por la morfología de la curva, cuyo crecimiento no es lineal. Esta caracterización es importante y favorable puesto que la viscosidad aparente va disminuyendo conforme aumenta la velocidad de bombeo. Esto demuestra que la combinación de la dosificación utilizada y la temperatura elegida por el sistema permite la reducción de la resistencia interna del crudo, optimizando de esta forma la eficiencia hidráulica asegurando el arranque seguro.

## Figura 10.

Reograma del crudo de acuerdo con los parámetros iniciales

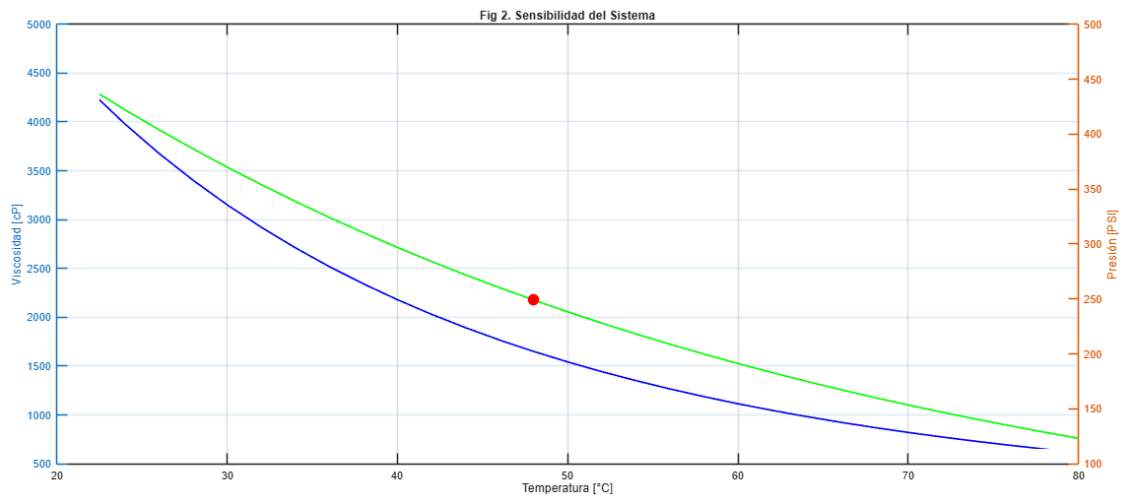


La figura 11 muestra la respuesta dinámica con respecto a la viscosidad y la presión de inicio, curva azul y verde, respectivamente, frente a los cambios de temperaturas, de acuerdo con la temperatura seleccionada como óptima por el sistema, se puede apreciar que la viscosidad se estabiliza en un valor de 1500 cP, mientras que la presión inicial se establece en 250 psi, estos parámetros generan una ventana de operativa que minimiza el esfuerzo mecánico.

La gráfica muestra la sensibilidad térmica del crudo pesado, lo que es importante para la selección de temperaturas ideal, para el equilibrio dentro del sistema entre la fluidez y el umbral de presión necesaria en el sistema RODA.

## Figura 11.

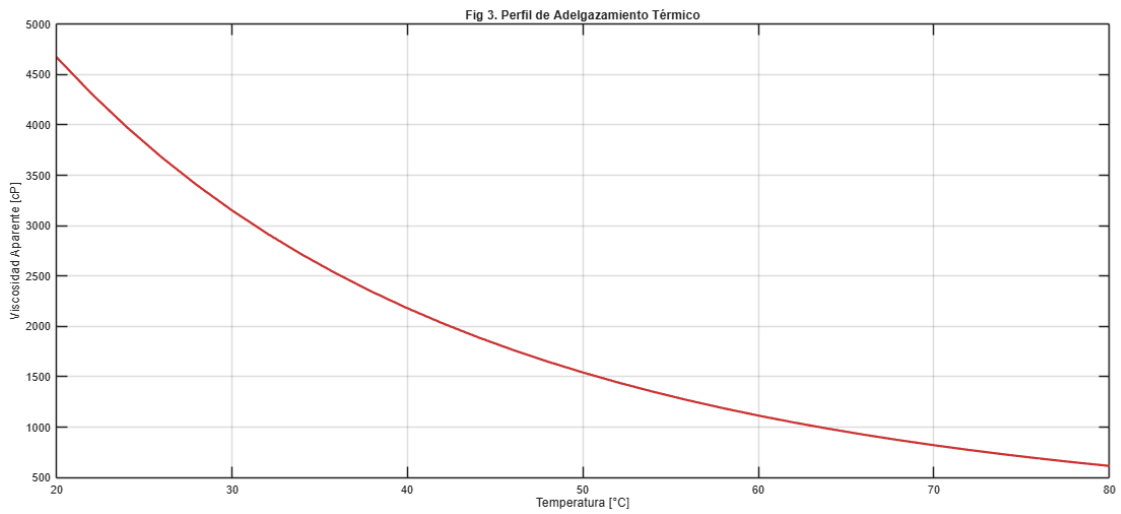
### Sensibilidad del Sistema



La figura 12 muestra la curva de adelgazamiento lo que demuestra un comportamiento de reducción logarítmico, para la simulación realizada, la viscosidad disminuye de manera drástica de 4700 cP (20°C) hasta lograr estabilizarse en 1000 cP cuando supera los 65 °C. La tasa de degradación de viscosidad permite la visualización de la transición térmica, parámetro clave para el sistema RODA. Este cálculo permite garantizar que el transporte se realice de manera eficiente y con menor demanda de energía hidráulica.

## Figura 12.

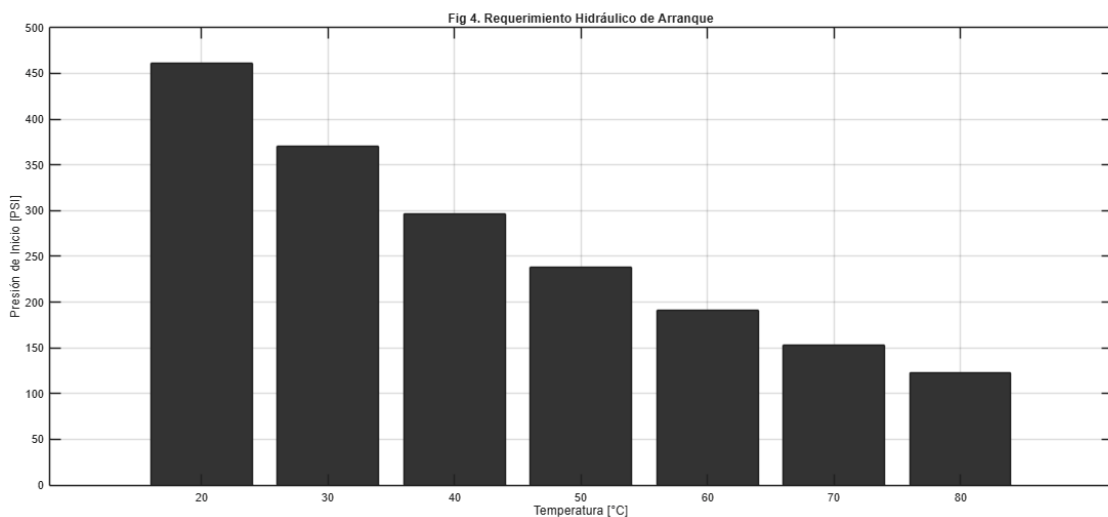
Perfil de adelgazamiento térmico



La figura 13 muestra la escala presión inicial necesaria para el arranque del fluido en el sistema de bombeo, esto muestra como se comporta de acuerdo con la temperatura del fluido

## Figura 13.

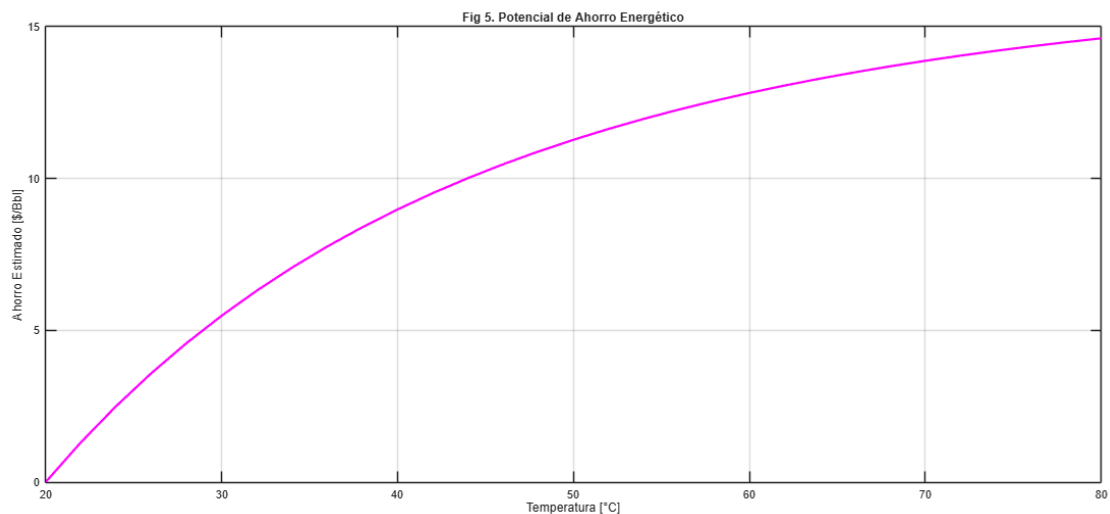
Presión inicial, de acuerdo con la temperatura de fluido



La figura 14 muestra la relación directa que existe en el incremento de temperatura y la rentabilidad económica del proceso. Para la simulación realizada proyecta un crecimiento de ahorro hasta aproximadamente 14.5 dólares por barril de petróleo procesado cuando existe una elevación de temperatura de 20°C a 80°C. esto permite observar que la disminución de viscosidad aparente por efecto de la temperatura reduce las pérdidas por fricción dentro del ducto, lo que recae directamente en la disminución del CAPEX, costos operativos. Que la curva sea cóncava hacia abajo, define que existe un momento, a nivel de temperaturas, donde existe un mayor impacto económico, existiendo un límite técnico, es decir llega un instante donde elevar la temperatura ya no se refleja en un ahorro significativo.

#### Figura 14.

Potencial de ahorro energético

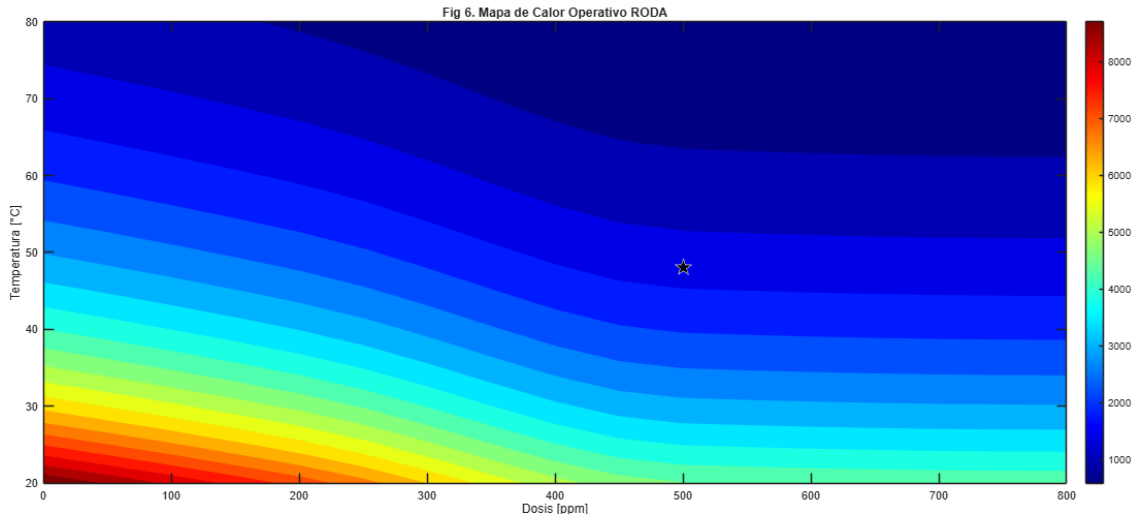


La figura 15 muestra el mapa de calor operativo para el sistema RODA, este permite observar de manera tridimensional como se comporta el crudo pesado con la dosificación utilizada, viscosidad aparente resultante y la temperatura seleccionada. Las tonalidades cálidas, rojas/amarilla, representan viscosidades superiores a 8000 cP, mientras que las tonalidades azules presentan fluidez por debajo de 1000 cP. La ubicación del punto de

operación, para esta simulación, sitúa la operatividad en una zona de estabilidad técnica, es decir el crudo es manejable sin la incurrancia de gastos sobredimensionados.

### Figura 15.

Mapa de calor operativo



Finalmente, la figura 16, muestra un resumen del estado de operatividad y un *feedback* con recomendaciones para optimizar el sistema de transporte de crudo pesado.

### Figura 16.

Respuesta del sistema, con optimización automática.

```
=====
      INFORME DE EVALUACIÓN TÉCNICA - SISTEMA RODA
=====
MODO DE OPERACIÓN:   OPTIMIZACIÓN AUTOMÁTICA
DOSIFICACIÓN EVAL.:  500 ppm
TEMPERATURA EVAL.:   48.0 °C
-----
VISCOSIDAD:          1650.22 cP
PRESIÓN DE ARRANQUE: 249.01 PSI
-----
DIAGNÓSTICO: [ CONDICIÓN ACEPTABLE / SUB-ÓPTIMA ]
ESTADO: Flujo posible pero con alto consumo de potencia.
OPCIONES PARA MEJORAR EL TRANSPORTE:
- OPCIÓN A (Térmica): Incrementar temperatura a 58.0 °C.
- OPCIÓN B (Química): Aumentar dosificación a 650 ppm.
- NOTA: Evalúe qué opción es más económica según el costo de combustible vs aditivo.
=====
>>
```

## CONCLUSIONES

La caracterización del crudo permite definir que tiene su origen en la formación Napo del sistema RODA, presentando una gravedad API de 12.6°, definiéndolo como un crudo pesado, a pesar de que su índice API lo sitúa en el umbral con los extrapesados, la viscosidad base del crudo es de 5.840 cP de acuerdo con los datos obtenidos de las pruebas realizadas por EP Petroecuador, este parámetro permite el comportamiento laminar dentro de un ducto de 8 pulgadas, así como también, se determina que mantiene un comportamiento no newtoniano por lo que es necesario el empleo de las ecuaciones de Herschel-Bulkley para determinar un esfuerzo inicial de 13.52 Pa, lo que se refleja como una barrera física para el sistema de bombeo.

La evaluación de las concentraciones se puede identificar que el valor promedio óptimo es de 500 ppm, representando el punto de equilibrio técnico-económico, logra una reducción significativa de la viscosidad manteniendo la rentabilidad del proyecto. La transformación de las condiciones de operatividad se logra mediante la implementación del tratamiento con mejoradores de arrastre, logrando una reducción de 438.5 PSI en el crudo base, a una presión de 1782 PSI cuando se le agrega un aditivo, equivalente al 59.3% del esfuerzo mecánico e hidráulico para realizar la movilización del hidrocarburo luego de una parada prolongada del sistema.

Mediante la evaluación computacional, desarrollo del modelado en MATLAB, y la integración de las ecuaciones de Herschel-Bulkley en conjunto con las dependencias térmicas de Arrhenius, se puede definir que el software es capaz de determinar la temperatura adecuada de acuerdo con la dosificación establecida. Adicional a esto permite encontrar la presión inicial necesaria para iniciar el movimiento del fluido, el potencial de ahorro energético por barril procesado, y la retroalimentación para la optimización del sistema de transporte.

## RECOMENDACIONES

Para la inyección de aditivos en una concentración de 500 ppm es necesario evitar el sobredimensionamiento de la dosis, pues esto ya no representaría una disminución significativa de la viscosidad, lo que recaería en un gasto operativo mayor sin obtener una mejora en la rentabilidad.

Utilizar el simulador para definir los tiempos máximos de parada del flujo con base en el esfuerzo de fluencia. Recordando que el crudo tiene un punto de fluidez de 24 °C, es imperioso puesto que las detenciones en zonas con temperaturas de suelo similares pueden causar atasco del fluido, por lo tanto, es importante que la bomba pueda suministrar al menos 250 psi para un arranque seguro.

La implementación de una estrategia de transporte óptima ayuda a que los tiempos de vida de los equipos se prolonguen, por eso es importante mantener las operaciones con presiones de descargas reducidas. Esto asegura que el desgaste de los sellos mecánicos y rodamientos de las bombas mantengan un periodo de mantenimiento preventivo en periodos mas extensos.

## BIBLIOGRAFÍA

- Argillier, J.-F., Coustet, C., & Hénaut, I. (2002). *Heavy Oil Rheology as a Function of Asphaltene and Resin Content and Temperature*. <https://doi.org/10.2118/79496-MS>
- Bayón, M., Yépez, A., Baroja, C., Escobar, D., Maldonado, C., & Arrazola, I. (2025). El rol de la geografía crítica en defensa del Yasuní ante la explotación petrolera de la Amazonía ecuatoriana. *Investigaciones Geográficas: Una mirada desde el sur*, (70), 25-40. <https://doi.org/10.5354/0719-5370.2025.81106>
- Calle, S. (2023). Diseños de investigación cualitativa y cuantitativa. *Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar*, 7(4), 1865-1879. [https://doi.org/10.37811/cl\\_rcm.v7i4.7016](https://doi.org/10.37811/cl_rcm.v7i4.7016)
- Da Silva, E., Nascimento, C. S., Freitas, J. A., Araújo, R. D., Durgante, F. M., Zartman, C. E., Nascimento, C. C., & Higuchi, N. (2024). Alternative identification of wood from natural fallen trees of the Lecythidaceae family in the Central Amazonian using FT-NIR spectroscopy. *International Forestry Review*, 26(1), 29-44. <https://doi.org/10.1505/146554824838457844>
- Dehkordi, P., Colombo, L. P. M., Mohammadian, E., Shahrabadi, A., & Azdarpour, A. (2019). A mechanistic model to predict pressure drop and holdup pertinent to horizontal gas-liquid-liquid intermittent flow. *Chemical Engineering Research and Design*, 149, 182-194. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2019.07.009>
- El Oriente. (2024). *La erosión del río Coca pone en riesgo infraestructuras cruciales*. El Oriente Ecuador. <https://www.eloriente.com/articulo/la-erosion-del-rio-coca-pone-en-riesgo-infraestructuras-cruciales/45650>

- Fernández, L. E. S., & Ismar, M. R. (2018). Gradiente de presión en el hidrotransporte de un aceite lubricante SAE 40. *Ciencia y Futuro*, 8(3).
- Franco, F. G., Intriago, M. G., Rodríguez, iaddy G., & Pico, G. E. (2024). Optimización del Consumo Energético mediante el Desplazamiento de Cargas Sub estación Santa Clara de Manta-Ecuador. *Revista Científica INGENIAR: Ingeniería, Tecnología e Investigación*. ISSN: 2697-3693., 7(13), 183-201.
- Galdi, G., & Robertson, A. (2013). *Mathematical Modeling Of Non-Newtonian Fluids With Applications*. University of Pittsburg. <https://doi.org/10.1142/7156>
- Guayanlema, A., Feijoo, G., & Quiroz, L. (2024). *Diseño e implementación del sistema de alimentación alternativo GLP de quinta generación para motores de combustión interna GDI*. 13(1), 10.
- Ihab, A., Al-Sarkhi, A., El-Qanni, A., & Mukhaimar, A. (2023, febrero 7). *Drag Reducing Polymers in Multi-phase Flow Pipelines: Energy-Saving and Future Directives*. <https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-2542905/v1>
- Liu, K., Xiong, X., Dai, X., Liang, Y., Gou, J., Cheng, Z., Zhang, G., Lu, Y., & Zhang, J. (2025). Lab-scale investigation of drag reduction for crude oil by oil-soluble polymers. *Scientific Reports*, 15, 32048. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-18158-9>
- Magnon, E., & Cayeux, E. (2021). Precise Method to Estimate the Herschel-Bulkley Parameters from Pipe Rheometer Measurements. *Fluids*, 6(4). <https://doi.org/10.3390/fluids6040157>

- Marwa, E. (2024). Unveiling the revolutionary role of nanoparticles in the oil and gas field: Unleashing new avenues for enhanced efficiency and productivity. *Heliyon*, 10(13), e33957. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e33957>
- Ministerio de AMbiente y Energía. (2026). *Políticas del presidente Noboa posicionaron al crudo ecuatoriano en mercados internacionales*. (No. 181; Boletín de Prensa). <https://www.ambienteyenergia.gob.ec/politicas-del-presidente-noboa-posicionaron-al-crudo-ecuatoriano-en-mercados-internacionales-se-capto-usd-5-mil-millones-en-2025/>
- Muñoz, El., & Fajardo, G. (2016). Simulación del tiempo de calentamiento del fuel oil para determinar viscosidad óptima de bombeo. *Ingenius*, (16), 43-50. <https://doi.org/10.17163/ings.n16.2016.06>
- Muñoz, J., & Ancheyta, J. (2023). Techno-economic analysis of heating techniques for transportation of heavy crude oils by land pipeline. *Fuel*, 331, 125640. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.125640>
- Nagalakshmi, T., & Sivasakthi, A. (2019, diciembre 30). Effect of Different Chemicals Compounds upon the Surface of Heavy Crude Oil. *International Journal of Engineering and Advanced Technology*, 9(2), 1269-1271. <https://doi.org/10.35940/ijeat.B2869.129219>
- Nifant'ev, I. E., Tavtorkin, A. N., Vinogradov, A. A., Korchagina, S. A., Chinova, M. S., Borisov, R. S., Artem'ev, G. A., & Ivchenko, P. V. (2021). Tandem Synthesis of Ultra-High Molecular Weight Drag Reducing Poly- $\alpha$ -Olefins for Low-Temperature Pipeline Transportation. *Polymers*, 13(22). <https://doi.org/10.3390/polym13223930>

- Nizzam, N., & Husin, H. (2026). REVIEW ON POUR POINT DEPRESSANTS FOR WAXY CRUDE OIL ISSUES. *Journal of Engineering*, 7(1).  
<https://doi.org/10.61762/pajevol7iss1art21996>
- Peña, S., Baquerizo, J., Zambrano, E., & Torres, C. (2025). Huella Ecológica de la Explotación de Hidrocarburos: Un Análisis de sus Impactos Ambientales. *Revista Iberoamericana de educación*, 9(1), 146-166.  
<https://doi.org/10.31876/rie.v9i1.294>
- Reyes, D., Arroyo, D., Rodríguez, G., & Borroto, Y. (2024). Una Contribución para el Modelado de Viscosidad de Petróleo Pesado en Condiciones de Operación de Pozo. *Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar*, 8(1), 3974-3986.  
[https://doi.org/10.37811/cl\\_rcm.v8i1.9747](https://doi.org/10.37811/cl_rcm.v8i1.9747)
- Salazar, A.-G., Chas, M.-L., Ruzo, E., & Nogueira, E. (2024). The key role of risk perception in preparedness for oil pipeline accidents in urban areas: A sequential mediation analysis. *The Extractive Industries and Society*, 17, 101398.  
<https://doi.org/10.1016/j.exis.2023.101398>
- Secretaría Técnica de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica. (2022). *Plan Integral para la Amazonía 2021-2025*. (Suplemento 28; Políticas Públicas, p. 180). Secretaría Técnica de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica.  
[https://www.secretariadelamazonia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/09/PIA\\_final-Digital-.pdf](https://www.secretariadelamazonia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/09/PIA_final-Digital-.pdf)
- Souza, B. C. C. de, Reatgui, W. da S., Araújo, J. A. de, Mourão, R. H. V., Baratto, L. C., Santos, G. B. dos, & Nunes, K. M. (2024). Lip balm made from butter extracted from bacuri (*Platonia insignis* Mart.) Amazonian fruit seeds:

- Development and characterization. *Revista Brasileira de Plantas Mediciniais*, 26(1), 45-50. <https://doi.org/10.70151/54j4xy28>
- Tenecota, M. T., Viteri, C. J., & Salcedo, V. E. (2024). Análisis de la dependencia petrolera en Ecuador periodo 2018-2022. *Telos: Revista de Estudios Interdisciplinarios en Ciencias Sociales*, 26(3), 958-974.
- Tyagi, A., & Gupta, A. (2023a, junio 5). *Machine Learning Based Prediction of Pressure Drop, Liquid-Holdup and Flow Pattern in Multiphase Flows*. SPE EuropEC - Europe Energy Conference featured at the 84th EAGE Annual Conference & Exhibition. <https://doi.org/10.2118/214348-MS>
- Tyagi, A., & Gupta, A. (2023b, junio 5). *Machine Learning Based Prediction of Pressure Drop, Liquid-Holdup and Flow Pattern in Multiphase Flows*. SPE EuropEC - Europe Energy Conference featured at the 84th EAGE Annual Conference & Exhibition. <https://doi.org/10.2118/214348-MS>
- Urquijo, M. (2023). Horizontes del desarrollo regional en la cuenca amazónica, en el marco de la nueva hegemonía china: Las experiencias de Brasil y Venezuela. *Revista Verde Grande: Geografia e Interdisciplinaridade*, 5(02), 06-33. <https://doi.org/10.46551/rvg26752395202320633>
- Vignati, E., Piazza, R., Visintin, R., Lapasin, R., D'Antona, P., & Lockhart, T. (2005). Wax crystallization and aggregation in a model crude oil. *Journal of Physics: Condensed Matter*, 17, S3651. <https://doi.org/10.1088/0953-8984/17/45/061>
- Wang, X., Cheng, H., & Ding, D. (2024). Advances and Prospects on Flotation Enhancement of Difficult-to-Float Coal by Emulsion: A Review. *Minerals*, 14(9). <https://doi.org/10.3390/min14090952>

## ANEXOS

### Anexo 1: Código para gráfica de reometría dinámica y curvas de fluidez

```
% --- VISUALIZACIÓN DE RESULTADOS REOLÓGICOS: SISTEMA RODA ---
clear all; clc; close all;
%% 1. ENTRADA DE DATOS (TABLAS EXPERIMENTALES)
% Datos de la Tabla de Reometría Dinámica
tasa_corte = [0.1, 1.0, 10.0, 50.0, 100.0]; % [s^-1]
esfuerzo_corte = [13.52, 16.80, 32.50, 85.10, 148.60]; % [Pa]
viscosidad_ap = [135200, 16800, 3250, 1702, 1486]; % [cP]
%% 2. AJUSTE AL MODELO DE HERSCHEL-BULKLEY
% Ecuación:  $\tau = \tau_y + K * (\dot{\gamma})^n$ 
% Basado en los datos, estimamos los parámetros:
tau_y = 13.52; % Esfuerzo de fluencia (intercepto experimental)
K = 3.45; % Índice de consistencia
n = 0.78; % Índice de comportamiento (n < 1 indica pseudoplasticidad)
% Generar curva continua para suavizar el gráfico
gamma_smooth = logspace(-1, 2, 100);
tau_model = tau_y + K * (gamma_smooth).^n;
%% 3. GRÁFICA 1: REOGRAMA (ESFUERZO VS TASA DE CORTE)
figure('Color', 'w', 'Units', 'normalized', 'Position', [0.1, 0.1, 0.4, 0.4]);
plot(gamma_smooth, tau_model, 'r-', 'LineWidth', 2); hold on;
plot(tasa_corte, esfuerzo_corte, 'ko', 'MarkerFaceColor', 'k', 'MarkerSize', 8);
grid on;
set(gca, 'TickLabelInterpreter', 'latex', 'FontSize', 12);
xlabel('Tasa de Corte,  $\dot{\gamma}$  [s-1]', 'Interpreter', 'latex');
ylabel('Esfuerzo de Corte,  $\tau$  [Pa]', 'Interpreter', 'latex');
title('\textbf{Figura 3.1. Reograma del Crudo Formación Napo}', 'Interpreter', 'latex');
legend('Modelo Herschel-Bulkley', 'Datos Experimentales', 'Location', 'NorthWest');
text(5, 15, ['\leftarrow  $\tau_y =$ ', num2str(tau_y), ' Pa'], 'Interpreter', 'latex',
'FontSize', 11);
```

```

%% 4. GRÁFICA 2: VISCOSIDAD APARENTE (ESCALA LOGARÍTMICA)
figure('Color', 'w', 'Units', 'normalized', 'Position', [0.55, 0.1, 0.4, 0.4]);
loglog(tasa_corte, viscosidad_ap, 'b-s', 'LineWidth', 2, 'MarkerFaceColor', 'b');
grid on;
set(gca, 'TickLabelInterpreter', 'latex', 'FontSize', 12);
xlabel('Tasa de Corte,  $\dot{\gamma}$  [ $s^{-1}$ ]', 'Interpreter', 'latex');
ylabel('Viscosidad Aparente [cP]', 'Interpreter', 'latex');
title('\textbf{Figura 3.2. Perfil de Adelgazamiento por Corte}', 'Interpreter', 'latex');
annotation('textbox', [0.6, 0.7, 0.25, 0.1], 'String', ...
    {'Comportamiento', 'Pseudoplástico', 'n = 0.78'}, 'FitBoxToText', 'on',
    'BackgroundColor', 'w');
%% 5. RESUMEN DE PROPIEDADES (TABLA DE CARACTERIZACIÓN)
fprintf('--- RESUMEN TÉCNICO PARA LA TESIS ---\n');
fprintf('Gravedad API: 12.6\n');
fprintf('Contenido de Asfaltenos: 14.8%%\n');
fprintf('Modelo: tau = %.2f + %.2f * (gamma_dot)^%.2f\n', tau_y, K, n);

```

## Anexo 2: Código para gráfica de presión de arranque, *Yield Pressure*

```
% --- CÁLCULO DE PRESIÓN DE INICIO: CRUDO BASE RODA ---
clear all; clc;

% 1. Parámetros del Sistema (Datos 3.3)
L = 12000;      % Longitud del ducto (m)
D = 0.2032;    % Diámetro 8 pulgadas (m)
tau_y_base = 12.8; % Esfuerzo de fluencia base (Pa)

% 2. Cálculo de Presión de Inicio (Pa)
% Fórmula:  $P = (4 * L * \tau_y) / D$ 
P_pa = (4 * L * tau_y_base) / D;

% 3. Conversión a PSI (1 Pa = 0.000145038 PSI)
P_psi = P_pa * 0.000145038;

% 4. Generación de Gráfica
figure('Color', 'w', 'Name', 'Presión de Inicio');
bar(1, P_psi, 0.4, 'FaceColor', [0 0.45 0.74]); % Azul institucional
hold on;
grid on;

% Configuración de Ejes
ylabel('Presión de Inicio Requerida [PSI]', 'FontSize', 12);
title('Umbral de Presión para el Crudo Base (Sistema RODA)', ...
      'Interpreter', 'latex', 'FontSize', 13);
set(gca, 'XTick', 1, 'XTickLabel', {'Crudo Base (12.6 °API)'}, 'FontSize', 11);
% Etiqueta de valor exacto
text(1, P_psi + 3, [num2str(round(P_psi, 1)), ' PSI'], ...
     'HorizontalAlignment', 'center', 'FontWeight', 'bold', 'FontSize', 12);
% Anotación técnica
annotation('textbox', [0.15, 0.6, 0.3, 0.1], 'String', ...
          {'[\tau_y = ', num2str(tau_y_base), ' Pa]', 'Metodo: Extrapolacion'}), ...
          'FitBoxToText', 'on', 'BackgroundColor', 'w');

fprintf('La presión de arranque calculada es: %.2f PSI\n', P_psi);
```

### Anexo 3: Código para gráfica balance económico

```
% --- CÁLCULO DE BALANCE NETO: AHORRO ENERGÉTICO VS COSTO
QUÍMICO ---
clear all; clc; close all;
% 1. Datos Base (Sistema RODA)
dosis = [0, 200, 500, 800]; % ppm
costo_quimico = [0, 0.18, 0.45, 0.72]; % $/Bbl
% 2. Cálculo de Ahorro Energético (Estimado basado en reducción de Delta P)
% A menor viscosidad, menor potencia requerida.
ahorro_energia = [0, 0.25, 0.65, 0.68]; % $/Bbl (Ahorro por eficiencia de bombeo)
% 3. Cálculo del Balance Neto (Ahorro Energía - Costo Químico)
balance_neto = ahorro_energia - costo_quimico;
% 4. Generación de la Gráfica
figure('Color', 'w', 'Name', 'Balance Economico Neto');
hold on; grid on;
% Graficar las barras de componentes
b = bar(dosis, [costo_quimico; ahorro_energia], 'grouped');
b(1).FaceColor = [0.85 0.33 0.1]; % Naranja: Costo
b(2).FaceColor = [0.47 0.67 0.19]; % Verde: Ahorro
% Graficar la línea de Balance Neto
plot(dosis, balance_neto, '-ok', 'LineWidth', 3, 'MarkerFaceColor', 'y', 'MarkerSize', 10);
% Configuración de etiquetas
xlabel('Dosis de Aditivo [ppm]', 'FontSize', 12);
ylabel('Impacto Económico [$/Bbl]', 'FontSize', 12);
title('Figura 3.5. Balance Económico Neto del Tratamiento', 'Interpreter', 'latex');
legend('Inversión en Química', 'Ahorro Energía/Mantenimiento', 'Balance Neto
(Utilidad)', ...
'Location', 'northwest');
% Resaltar el máximo beneficio en 500 ppm
text(500, balance_neto(3)+0.05, ['Máximo Ahorro: $', num2str(balance_neto(3))], ...
'HorizontalAlignment', 'center', 'FontWeight', 'bold', 'Color', [0 0.5 0]);
```

```
set(gca, 'FontSize', 11);
```

#### Anexo 4: Código para simulación del modelado desarrollado

```
% --- OPTIMIZADOR INTEGRAL RODA: 6 FIGURAS DINÁMICAS ---

clear all; clc; close all;

fprintf('=====
=\n');

fprintf(' SISTEMA DE APOYO A LA DECISIÓN - 6 EJES DE ANÁLISIS \n');

fprintf('=====
=\n\n');

% 1. ENTRADA DE PARÁMETROS FÍSICOS

L = input('1. Longitud del ducto [m] (Sugerido 12000): ');

D_in = input('2. Diámetro de la tubería [pulg] (Sugerido 8): ');

D = D_in * 0.0254;

dosis_eval = input('3. Dosificación a evaluar [ppm] (Sugerido 500): ');

% 2. LÓGICA DE INGRESO DE TEMPERATURA

fprintf('\n4. Ingrese Temperatura de operación [°C]');

temp_input = input(' (Presione ENTER para buscar la óptima automáticamente): ', 's');

% 3. MODELADO REOLÓGICO BASE (Datos Lab RODA)

dosis_ref = [0, 200, 500, 800];

tau_y_ref = [12.8, 9.4, 5.2, 4.9];

visc_ref = [4250, 3420, 2180, 2110];

T_arr = 20:2:80; % Arreglo de análisis para curvas

tau_y_base = interp1(dosis_ref, tau_y_ref, dosis_eval, 'pchip');

mu_base = interp1(dosis_ref, visc_ref, dosis_eval, 'pchip');

% Vectores de comportamiento

viscosidades = mu_base * exp(3500 * (1./(T_arr+273.15) - 1/313.15));
```

```

tau_y_vec = tau_y_base * exp(-0.022 * (T_arr - 40));
presiones = ((4 * L .* tau_y_vec) / D) * 0.000145038;
% 4. DETERMINACIÓN DE T_FINAL (Manual o Auto)
if isempty(temp_input)
    indices_validos = find(viscosidades < 2500 & presiones < 250);
    if isempty(indices_validos), [~, idx] = min(viscosidades); else, idx =
indices_validos(1); end
    T_final = T_arr(idx);
    status_msg = 'OPTIMIZACIÓN AUTOMÁTICA';
else
    T_final = str2double(temp_input);
    status_msg = 'EVALUACIÓN MANUAL';
end
% Valores específicos en el punto seleccionado
visc_sel = mu_base * exp(3500 * (1/(T_final+273.15) - 1/313.15));
tau_y_sel = tau_y_base * exp(-0.022 * (T_final - 40));
presion_sel = ((4 * L * tau_y_sel) / D) * 0.000145038;
% -----
% 5. GENERACIÓN DE LAS 6 FIGURAS
% -----
% FIGURA 1: REOGRAMA (Herschel-Bulkley)
figure('Color', 'w', 'Name', 'Reograma');
gamma = linspace(0, 100, 100);
tau_hb = tau_y_sel + (visc_sel/1000 * gamma.^0.78);
plot(gamma, tau_hb, 'k', 'LineWidth', 2.5);

```

```

grid on; xlabel('Tasa de Corte [ $s^{-1}$ ]'); ylabel('Esfuerzo [Pa]');
title(['Fig 1. Reograma a ', num2str(T_final), ' °C']);

% FIGURA 2: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD (Viscosidad vs Presión)
figure('Color', 'w', 'Name', 'Sensibilidad');
yyaxis left; plot(T_arr, viscosidades, '-b', 'LineWidth', 1.5); ylabel('Viscosidad [cP]');
yyaxis right; plot(T_arr, presiones, '-g', 'LineWidth', 1.5); ylabel('Presión [PSI]');
hold on; plot(T_final, presion_sel, 'ro', 'MarkerSize', 10, 'MarkerFaceColor', 'r');
grid on; xlabel('Temperatura [°C]'); title('Fig 2. Sensibilidad del Sistema');

% FIGURA 3: PERFIL DE ADELGAZAMIENTO TÉRMICO
figure('Color', 'w', 'Name', 'Adelgazamiento');
plot(T_arr, viscosidades, 'Color', [0.8 0.2 0.2], 'LineWidth', 2);
grid on; xlabel('Temperatura [°C]'); ylabel('Viscosidad Aparente [cP]');
title('Fig 3. Perfil de Adelgazamiento Térmico');

% FIGURA 4: POTENCIA / PRESIÓN DE INICIO
figure('Color', 'w', 'Name', 'Presion Inicio');
bar(T_arr(1:5:end), presiones(1:5:end), 'FaceColor', [0.2 0.2 0.2]);
grid on; xlabel('Temperatura [°C]'); ylabel('Presión de Inicio [PSI]');
title('Fig 4. Requerimiento Hidráulico de Arranque');

% FIGURA 5: AHORRO ENERGÉTICO PROYECTADO
figure('Color', 'w', 'Name', 'Ahorro');
ahorro_pot = (max(viscosidades) - viscosidades) * 0.00018 * L/1000;
plot(T_arr, ahorro_pot, '-m', 'LineWidth', 2);
grid on; xlabel('Temperatura [°C]'); ylabel('Ahorro Estimado [$/Bbl]');
title('Fig 5. Potencial de Ahorro Energético');

% FIGURA 6: MAPA DE CONDICIONES ÓPTIMAS (Heatmap)

```

```

figure('Color', 'w', 'Name', 'Mapa Optimo');

[Dm, Tm] = meshgrid(0:50:800, 20:2:80);

Vm = interp1(dosis_ref, visc_ref, Dm, 'pchip') .* exp(3500 * (1./(Tm+273.15) -
1/313.15));

contourf(Dm, Tm, Vm, 20, 'LineColor', 'none'); colorbar; colormap(jet);

hold on; plot(dosis_eval, T_final, 'pw', 'MarkerSize', 15, 'MarkerFaceColor', 'k');

xlabel('Dosis [ppm]'); ylabel('Temperatura [°C]');

title('Fig 6. Mapa de Calor Operativo RODA');

% 6. FEEDBACK CON RECOMENDACIONES DE OPTIMIZACIÓN

fprintf('\n=====
==\n');

fprintf('  INFORME DE EVALUACIÓN TÉCNICA - SISTEMA RODA\n');

fprintf('=====
=\n');

fprintf('MODO DE OPERACIÓN:  %s\n', status_msg);

fprintf('DOSIFICACIÓN EVAL.:  %d ppm\n', dosis_eval);

fprintf('TEMPERATURA EVAL.:  %.1f °C\n', T_final);

fprintf('-----\n');

fprintf('VISCOSIDAD:          %.2f cP\n', visc_sel);

fprintf('PRESIÓN DE ARRANQUE:  %.2f PSI\n', presion_sel);

fprintf('-----\n');

% --- LÓGICA DE DIAGNÓSTICO Y OPCIONES DE MEJORA ---

if presion_sel < 200 && visc_sel < 2000

    fprintf('DIAGNÓSTICO: [ CONDICIÓN ÓPTIMA ]\n');

    fprintf('ESTADO: El sistema opera en su punto de máxima eficiencia.\n');

    fprintf('OPCIÓN DE MEJORA: \n');

```

```

fprintf(' - Mantener parámetros. \n');

fprintf(' - Podría intentar reducir la dosis a %d ppm para ahorrar costo químico\n',
dosis_eval - 100);

fprintf(' siempre que la temperatura se mantenga estable.\n');

elseif (presion_sel >= 200 && presion_sel <= 350) || (visc_sel >= 2000 && visc_sel <=
3500)

fprintf('DIAGNÓSTICO: [ CONDICIÓN ACEPTABLE / SUB-ÓPTIMA ]\n');

fprintf('ESTADO: Flujo posible pero con alto consumo de potencia.\n');

fprintf('OPCIONES PARA MEJORAR EL TRANSPORTE:\n');

if T_final < 60

fprintf(' - OPCIÓN A (Térmica): Incrementar temperatura a %.1f °C.\n', T_final +
10);

end

if dosis_eval < 800

fprintf(' - OPCIÓN B (Química): Aumentar dosificación a %d ppm.\n', dosis_eval
+ 150);

end

fprintf(' - NOTA: Evalúe qué opción es más económica según el costo de
combustible vs aditivo.\n');

else

fprintf('DIAGNÓSTICO: [ CONDICIÓN CRÍTICA / MALA ]\n');

fprintf('ESTADO: RIESGO DE BLOQUEO O DAÑO MECÁNICO EN
BOMBAS.\n');

fprintf('ACCIONES INMEDIATAS REQUERIDAS:\n');

fprintf(' 1. Aumentar temperatura de manera urgente a 65°C o más.\n');

fprintf(' 2. Realizar un barrido de dosificación de choque (mínimo 800 ppm).\n');

```

```
fprintf(' 3. Revisar integridad de la línea L=%0.1f m por sobrepresión.\n', L);  
end  
fprintf('=====  
=\n');
```