



**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE ROMPEDORES DE EMULSIÓN  
PARA REDUCIR EL COSTO DEL TRATAMIENTO QUÍMICO DEL CRUDO  
EXTRAPESADO**

HAIVER AUGUSTO TRIANA GONZÁLEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA, COLOMBIA  
2025



## **EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE ROMPEDORES DE EMULSIÓN PARA REDUCIR EL COSTO DEL TRATAMIENTO QUÍMICO DEL CRUDO EXTRAPESADO**

HAIVER AUGUSTO TRIANA GONZÁLEZ

Monografía presentada para optar al título de Especialista en Gerencia de  
Hidrocarburos

**DIRECTOR:**  
REYES PÉREZ BELTRÁN  
Magíster en Ingeniería de Petróleo y Gas

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA, COLOMBIA  
2025

## AGRADECIMIENTOS

A Dios, por la fortaleza, la salud y la perseverancia que me han permitido culminar esta etapa académica.

A mis hijos, por ser la motivación constante que impulsa cada uno de mis esfuerzos, y a mi pareja, por su paciencia, amor y apoyo incondicional durante este proceso.

A la Universidad Industrial de Santander (UIS), por brindarme las herramientas académicas y profesionales necesarias para desarrollar esta investigación.

A la empresa en la que me desempeño, por su invaluable respaldo durante todo el proceso de formación, demostrando compromiso con mi desarrollo profesional y brindándome las facilidades necesarias para compaginar mis responsabilidades laborales con los compromisos académicos.

A mis compañeros y docentes, quienes con sus aportes y conocimientos enriquecieron el desarrollo de esta monografía, y con quienes compartí experiencias de gran valor académico y humano.

A todos aquellos que, de alguna manera, contribuyeron a que este proyecto fuera posible, mi más sincero agradecimiento.

## Dedicatoria

Dedico este trabajo a mis hijos, razón y motor de cada uno de mis esfuerzos, con la esperanza de que encuentren en él un ejemplo de perseverancia y superación.

A mi compañera de vida, cuyo apoyo constante, paciencia y confianza han sido fundamentales en este camino.

Y, con especial recuerdo, a la memoria de mis padres, quienes con sus enseñanzas y valores dejaron una huella imborrable que me ha guiado hasta alcanzar este logro.

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	15
2. ALCANCE.....	16
3. JUSTIFICACIÓN.....	17
4. OBJETIVOS .....	18
4.1 OBJETIVO GENERAL .....	18
4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	18
5. MARCO DE REFERENCIA.....	19
5.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS .....	19
5.2 SITUACIÓN ACTUAL DE LAS RESERVAS, EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS EN COLOMBIA.....	20
5.3 CRUDOS PESADOS .....	22
5.4 PROPIEDADES FÍSICOQUÍMICAS DE UN CRUDO PESADO .....	23
5.5 MÉTODOS DE TRATAMIENTO PARA LA DESHIDRATACIÓN .....	24
5.6 GESTIÓN ESTRATÉGICA DE COSTOS EN EL SECTOR ENERGÉTICO.....	27
5.7 EFICIENCIA EN LA CADENA DE SUMINISTRO DE PRODUCTOS QUÍMICOS .....	28
5.8 NORMATIVA COLOMBIANA SOBRE TRANSICIÓN ENERGÉTICA ...	28
5.9 INNOVACIÓN TECNOLÓGICA EN EL TRATAMIENTO DE CRUDO ..	28
5.10 REFLEXIÓN TEÓRICA FINAL.....	28
6. METODOLOGÍA.....	30
5.1 CAPÍTULO 1: DESARROLLO TÉCNICO - EVALUACIÓN DE ROMPEDORES DIRECTOS A BAJA TEMPERATURA.....	31
5.1.1 Metodología .....	31
5.1.2 Resultados Técnicos.....	33
5.1.3 Análisis gráfico comparativo.....	34
5.1.3.1 ANÁLISIS COMPARATIVO POR TEMPERATURA .....	34
5.1.4 Impacto de la Temperatura del Proceso.....	38
5.1.5 Análisis Técnico .....	38
5.1.6 Descripción del Campo Petrolero .....	39
5.2 CAPÍTULO 2 DISEÑO PRUEBA DE CAMPO .....	40
5.2.1 La prueba está sujeta a las siguientes premisas de operación:.....	40
5.2.2 Variables críticas monitoreadas .....	42
5.2.3 Cronograma Tentativo (Documentación retrospectiva) .....	43
5.2.4 Resultados de la prueba de campo.....	43
5.2.4.1 % BSW EN FISCALIZACIÓN (KARL FISCHER).....	44
5.2.4.2 TEMPERATURA DEL SISTEMA.....	44
5.2.4.3 CONSUMO DIARIO DEL ROMPEDOR .....	45
5.3 ANÁLISIS TÉCNICO-FINANCIERO DE LA PRUEBA DE CAMPO .....	46

5.3.1	Comparación de costos de rompedor .....	46
5.3.2	Ahorro energético por salida de operación de la caldera.....	47
5.3.3	Costo por barril tratado .....	47
5.3.4	Conclusión del análisis.....	48
5.3.5	Proyección de costos y ahorro a un año .....	48
5.3.6	Costo beneficio .....	49
5.3.7	Discusión estratégica del valor agregado del proyecto.....	50
5.3.8	Proyección con un rompedor 10% más económico.....	50
5.3.9	Lo que busca el cliente hoy.....	50
5.3.10	Conclusión estratégica .....	51
5.3.11	Sostenibilidad y reducción de huella de carbono.....	51
6.	CONCLUSIONES .....	53
7.	RECOMENDACIONES .....	54
8.	BIBLIOGRAFÍA.....	55
	ANEXOS .....	59

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Comparativo entre crudos pesados y livianos. ....	23
Tabla 2. Análisis de Elementos del Crudo Pesado.....	24
Tabla 3. Metodología acorde a cada Objetivo específico / Tarea concreta. ....	30
Tabla 4. Variables críticas monitoreadas .....	42
Tabla 5. Cronograma real de ejecución .....	43
Tabla 6. Comparación de costos de rompedor .....	46
Tabla 7. Proyección de costos y ahorro a un año .....	48
Tabla 8. Costo-Beneficio año 1.....	49
Tabla 9. Cronograma.....	62
Tabla 10. Presupuesto.....	64

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Histórico reservas de gas .....	21
Figura 2. Reposición de reservas de gas .....	21
Figura 3. Principales países con reservas de petróleo .....	22
Figura 4. Método Tief – prueba de botella. ....	33
Figura 5. Porcentaje de agua separada a 145°F .....	35
Figura 6: 145°F % BSW Thief .....	35
Figura 7. 135°F % de agua separada .....	35
Figura 8. 135°F % BSW Thief .....	36
Figura 9. 125°F % de agua separada .....	36
Figura 10. 125 °F % Thief .....	37
Figura 11. 115°F % BSW Agua Separada .....	38
Figura 12. Distribución Pozos Campo .....	39
Figura 13. Puntos de aplicación del rompedor directo .....	41
Figura 14. % BSW en fiscalización (Karl Fischer) .....	44
Figura 15. Temperatura del sistema- .....	44
Figura 16. Consumo diario de rompedor directo .....	45
Figura 17. Dosis de rompedor directo aplicada (ppm).....	45
Figura 18. Diferencia en porcentaje costo total del producto.....	46
Figura 19. Costos y ahorros anuales estimados .....	48
Figura 20. Costo-Beneficio año 1.....	49
Figura 21. Reducción de emisiones de Co <sub>2</sub> e al eliminar la caldera. ....	51
Figura 22. Distribución porcentual del ahorro anual (consumo real). ....	59

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Distribución porcentual del ahorro total .....	59
Anexo B. Parámetros de las pruebas de laboratorio .....	60
Anexo C. Diseño experimental de la prueba de campo .....	61
Anexo D. Cronograma .....	62
Anexo E. Presupuesto .....	64

## GLOSARIO

Agentes desemulsionantes: Sustancias que facilitan la separación de fases.

Agente químico: Sustancia que modifica propiedades del petróleo o procesos.

Análisis costo-beneficio: Evaluación económica de procesos o productos.

Análisis financiero: Evaluación económica de proyectos.

Asfaltenos: Compuestos pesados que afectan la producción.

Caldera: Equipo que genera calor para procesos térmicos en la industria.

Calidad del crudo: Características físicas y químicas del petróleo.

Carbonatos: Compuestos de carbono y oxígeno en el petróleo.

Crudo: Petróleo sin refinar, materia prima para la producción de combustibles.

Deshidratación: Proceso de eliminación de agua del crudo.

Densidad: Relación de masa por volumen del crudo.

Emulsión: Mezcla de dos líquidos inmiscibles formando fases dispersas.

Emulsión W/O: Emulsión agua en aceite.

Eficiencia operativa: Uso optimizado de recursos en procesos.

Evaluación en campo: Pruebas en condiciones reales de operación.

Exploración: Búsqueda de nuevos yacimientos de petróleo.

Eficiencia operativa: Uso optimizado de recursos en procesos.

Huella de carbono: Emisiones de gases de efecto invernadero.

Innovación tecnológica: Nuevas tecnologías para mejorar procesos.

Laboratorio: Espacio para pruebas y análisis técnicos.

Logística: Gestión del transporte y almacenamiento de insumos.

Norma ASTM: Estándares internacionales para análisis de petróleo.

Normativa: Conjunto de reglas y leyes aplicables.

Producción: Extracción y procesamiento de hidrocarburos.

Propiedades físico-químicas: Características físicas y químicas del crudo.

Refinación: Procesos para convertir petróleo en combustibles.

Reservas: Depósitos de hidrocarburos en yacimientos.

Sello verde: Certificación de procesos amigables con el ambiente.

Sostenibilidad: Uso responsable de recursos para reducir impacto ambiental.

Sostenibilidad empresarial: Prácticas responsables en la industria.

Sulfuros: Compuestos de azufre presentes en el crudo.

Tensión superficial: Fuerza en la superficie de un líquido que afecta su comportamiento.

Tratamiento químico: Uso de productos químicos para mejorar procesos.

Transición energética: Cambio hacia fuentes de energía más limpias.

Viscosidad: Medida de la resistencia de un líquido a fluir.

## RESUMEN

La monografía titulada "Evaluación técnico-financiera de rompedores de emulsión para reducir el costo del tratamiento químico del crudo extrapesado" analiza la optimización del proceso de deshidratación en la industria petrolera colombiana, enfocándose en reducir costos y mejorar la sostenibilidad. Los crudos pesados y extrapesados presentan propiedades físico-químicas complejas, como alta viscosidad y contenido elevado de azufre, que complican su tratamiento y elevan los costos operativos y ambientales. La dependencia de rompedores de emulsión costosos y procesos térmicos intensivos genera altos gastos energéticos y emisiones de gases de efecto invernadero. Ante esto, el estudio busca evaluar y comparar diferentes rompedores de emulsión, especialmente aquellos que puedan funcionar eficientemente a temperaturas más bajas, disminuyendo así el uso de calderas y energía.

El alcance incluye pruebas de laboratorio, diseño y ejecución de pilotos en campo, y análisis técnico-financiero para identificar formulaciones químicas viables y rentables. La metodología combina caracterización de emulsiones, experimentos controlados y evaluación económica, con énfasis en la reducción de costos y emisiones. Se destaca la importancia de disminuir la dependencia de procesos térmicos, logrando una operación más ecológica y competitiva.

Los resultados muestran que un rompedor alternativo, aplicado en condiciones de menor temperatura, mantiene la eficiencia en la separación de agua y sólidos, y reduce significativamente el consumo energético y los costos asociados. La implementación de estos rompedores contribuye a disminuir en más de 600 millones de pesos anuales los gastos en tratamiento y energía, además de reducir emisiones de CO<sub>2</sub>. La investigación promueve prácticas más sostenibles, alineadas con la normativa colombiana de transición energética y estándares internacionales, fortaleciendo la innovación tecnológica en el sector petrolero y su competitividad en un contexto de mercado global cambiante.

**Palabras Clave:** evaluación, costos, sostenibilidad, emulsión, petróleo.

## ABSTRAC

The monograph titled "Technical and Financial Evaluation of Emulsion Breakers to Reduce Chemical Treatment Costs for Extra Heavy Crude" analyzes the optimization of the dehydration process in the Colombian oil industry, focusing on reducing costs and enhancing sustainability. Heavy and extra-heavy crudes present complex physicochemical properties, such as high viscosity and elevated sulfur content, which complicate their treatment and increase operational and environmental costs. Reliance on expensive emulsion breakers and energy-intensive thermal processes results in high energy consumption and greenhouse gas emissions. In response, the study aims to evaluate and compare different emulsion breakers, especially those capable of operating efficiently at lower temperatures, thereby decreasing the use of boilers and energy.

The scope includes laboratory testing, designing and executing field pilots, and conducting technical and financial analysis to identify viable and cost-effective chemical formulations. The methodology combines emulsion characterization, controlled experiments, and economic evaluation, with an emphasis on reducing costs and emissions. The study highlights the importance of decreasing dependence on thermal processes to achieve a more environmentally friendly and competitive operation.

Results show that an alternative emulsion breaker, applied under lower temperature conditions, maintains efficiency in separating water and solids, and significantly reduces energy consumption and related costs. Implementing these emulsion breakers can help decrease treatment and energy expenses by over 600 million pesos annually, in addition to reducing CO<sub>2</sub> emissions. The research promotes more sustainable practices aligned with Colombian energy transition regulations and international standards, strengthening technological innovation in the oil sector and its competitiveness in a changing global market.

**Keywords:** evaluation, costs, sustainability, emulsion, oil.

## INTRODUCCIÓN

Esta monografía presenta un análisis exhaustivo sobre la optimización del uso de rompedores de emulsión en la producción de crudos pesados y extrapesados, con énfasis en su aplicación en el contexto de la industria petrolera en Colombia. La importancia de este trabajo radica en la necesidad imperante de reducir costos operativos y mejorar la eficiencia de procesos productivos, especialmente en un escenario donde los crudos pesados representan una fuente significativa de reservas nacionales. Estos hidrocarburos, caracterizados por propiedades físico-químicas complejas, como alta viscosidad y contenido elevado de azufre, generan desafíos técnicos y económicos que impactan directamente en los costos de tratamiento, transporte y refinación<sup>1-2</sup>.

Los antecedentes del trabajo muestran que el uso de agentes químicos, particularmente rompedores de emulsión, es fundamental en los procesos de deshidratación y separación en la extracción de crudos pesados. Sin embargo, la dependencia excesiva de productos costosos y procesos térmicos de alta energía contribuyen a elevados gastos operativos y a un incremento en las emisiones de gases de efecto invernadero<sup>3</sup>. En este contexto, la búsqueda de alternativas químicas más económicas y eficientes resulta esencial para alcanzar una producción más sostenible y competitiva.

Los objetivos del presente estudio son evaluar y comparar diferentes rompedores de emulsión, identificando aquellos que ofrezcan un equilibrio óptimo entre costo, eficiencia técnica y sostenibilidad ambiental. La metodología empleada incluye pruebas de laboratorio, análisis de costos y evaluaciones de impacto ambiental, con validación en condiciones de campo controladas. Se espera que los resultados contribuyan a reducir la dependencia de sistemas térmicos tradicionales, disminuyendo así los costos energéticos y las emisiones, en línea con las normativas nacionales e internacionales de transición energética y protección ambiental.

El alcance de esta investigación abarca la identificación, evaluación y comparación de diferentes formulaciones químicas, proponiendo alternativas viables para su implementación en operaciones de producción de crudo extrapesado en Colombia. La aplicación del conocimiento generado pretende fortalecer la innovación tecnológica en la industria petrolera, promoviendo prácticas más sostenibles y eficientes que respondan a los retos económicos y ambientales del sector.

---

<sup>1</sup> LARA F., Alfredo. Situación de retos para el desarrollo de los crudos pesados y extrapesados de México.[En línea]. Trabajo de Investigación Ingeniería de Petróleos. México D.F. Universidad Nacional Autónoma de México. 90 p. [Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/14986/1/TESIS.pdf>]

<sup>2</sup> VARGAS, Luis. Ingeniería de procesos para tratamiento de crudo. Bogotá: Ecoingeniería, 2019

<sup>3</sup> WILHELMSSEN, C.; GONZÁLEZ, M. Fenómenos interfaciales en emulsiones petróleo-agua. Medellín: UPB, 2017

## 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La escasez de crudo liviano ha impulsado a la industria del Oil & Gas a realizar esfuerzos significativos en investigación y desarrollo para hacer viable la producción de crudo pesado y extrapesado. Sin embargo, la extracción de crudo extrapesado presenta elevados costos, y en muchos casos, los análisis económicos de su producción resultan inviable debido a la complejidad de los procesos involucrados. A medida que la densidad del crudo aumenta, también lo hacen los costos de su tratamiento y refinación, lo que eleva el precio final del producto.

El crudo extrapesado, esencial en países con grandes reservas de este recurso, requiere de un mayor uso de productos químicos en su tratamiento, lo que incrementa los costos en comparación con el crudo liviano. En particular, el uso intensivo de agentes químicos, como los rompedores de emulsión, es un factor clave en el costo total de producción. Este estudio tiene como objetivo evaluar técnicas que permitan reducir el costo del tratamiento químico mediante el uso de rompedores de emulsión, con el fin de hacer más rentable la producción y refinación de crudo extrapesado.

## 2. ALCANCE

El alcance de este proyecto consiste en desarrollar pruebas de botella en el laboratorio para evaluar rompedores de emulsión con un costo muy bajo que sea muy efectivo para manejar las impurezas que vienen con el fluido de los pozos tales como asfáltenos, Sulfuros, compuestos de hierro, carbonatos etc. Realizar una prueba piloto con las condiciones operaciones del campo de producción petrolera y finalmente el análisis técnico financiero que permita reducir el costo del tratamiento del crudo extrapesado

### 3. JUSTIFICACIÓN

La presente investigación se enfocará en el estudio de un método para optimizar el costo del tratamiento químico del crudo extrapesado en un campo de producción petrolera. Los crudos extrapesados, debido a sus características naturales, como alta densidad y viscosidad, requieren procesos de refinación complejos y costosos, lo que incrementa considerablemente los costos asociados con su comercialización y venta. Este trabajo tiene como objetivo abordar este desafío mediante la evaluación de rompedores de emulsión que sean eficientes, pero de bajo costo, con el fin de reducir los gastos inherentes al tratamiento químico del crudo extrapesado.

Las pruebas de laboratorio se realizarán con el fin de identificar rompedores de emulsión que ofrezcan un alto rendimiento en la ruptura de emulsiones a un costo accesible, optimizando así el proceso de tratamiento del crudo extrapesado. Se incluirán análisis detallados de los resultados obtenidos, consultas con expertos en fabricación y logística de producción, y el diseño de una prueba de campo para evaluar la viabilidad de los rompedores seleccionados, considerando tanto su eficiencia como su impacto en el costo por unidad de producción. Además, se llevará a cabo un análisis de costo-beneficio que permitirá determinar la rentabilidad y viabilidad económica de implementar estos rompedores en la producción petrolera.

Este estudio contribuirá a la reducción de los costos de producción del crudo extrapesado, ofreciendo a la industria una alternativa viable y rentable para hacer más competitiva la producción de este tipo de crudo.

## 4. OBJETIVOS

### 4.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar la eficiencia técnico-financiera de rompedores de emulsión para reducir el costo del tratamiento químico del crudo extrapesado

### 4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Evaluar la eficiencia de rompedores de emulsión en condiciones simuladas de la planta, utilizando una prueba de botellas en el laboratorio, para identificar las mejores alternativas de rompedores de emulsión.
- Diseñar y ejecutar una prueba de campo para evaluar el rompedor directo seleccionado que permita la validación de los resultados obtenidos en el laboratorio.
- Realizar una evaluación financiera del proceso de tratamiento químico con la inclusión del rompedor mediante un análisis de costo-beneficio

## 5. MARCO DE REFERENCIA

El petróleo pesado es un tipo de petróleo viscoso que es viscoso y contiene un nivel más alto de azufre que el petróleo convencional que se encuentra en lugares similares al petróleo. La naturaleza del petróleo pesado es un problema para las operaciones de recuperación y refinación: la viscosidad del petróleo puede ser demasiado alta, lo que dificulta los gastos de recuperación, y el contenido de azufre puede ser alto, lo que aumenta el costo de refinación del petróleo<sup>4</sup>.

La mayor parte del petróleo pesado se encuentra en los márgenes de las cuencas geológicas y se cree que es el residuo de petróleo anteriormente liviano que ha perdido sus componentes de peso molecular liviano a través de la degradación por bacterias, lavado con agua y evaporación. Además, se han encontrado muchos yacimientos de petróleo pesado en las regiones árticas y en alta mar bajo las plataformas continentales de África y América del Norte y del Sur. También se ha descubierto petróleo pesado debajo del Mar Caspio, el Mar Mediterráneo, el Mar Adriático, el Mar Rojo, el Mar Negro, el Mar del Norte, el Mar de Beaufort y el Mar Caribe, así como debajo de otros cuerpos de agua como el Golfo Pérsico y el Golfo de México.<sup>5</sup>

### 5.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS

Según un informe publicado por ACP (Asociación Colombiana del Petróleo), el costo promedio de operación para la producción de un barril de petróleo en Colombia es de 16.3 USD, que incluyen los costos de extracción y los costos de transporte<sup>6</sup>. Los últimos años han sido agitados para el sector energético, principalmente, por los efectos de la pandemia del Covid-19, la invasión rusa a Ucrania, el conflicto en el Medio Oriente y el cambio climático<sup>7</sup>. Como consecuencia, se vio un crecimiento económico modesto, la escalada en la inflación, altos precios de la energía, y varios países, en especial los europeos, han priorizado la necesidad de garantizar la seguridad energética sobre los objetivos de descarbonización y transición<sup>8</sup>. Hoy más que siempre, es necesario alcanzar un balance óptimo entre las inversiones en hidrocarburos y en energías renovables para que los mercados se mantengan estables, no se desborden los precios de los energéticos y se prevenga su volatilidad<sup>9</sup>. De hecho, la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés), que en su senda hacia las cero emisiones netas había venido posicionando

---

<sup>4</sup> SPEIGHT, James G. Chapter 2 - Origin and Occurrence. En: Heavy Oil Production Processes. James G. Speight, editor. Boston: Gulf Professional Publishing, 2013. p. 19-35.

<sup>5</sup> Ibid.

<sup>6</sup> ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO Y GAS. Informe económico: tendencias y perspectivas del sector petróleo y gas en Colombia. Agosto 2024.

<sup>7</sup> Ibid., p.2.

<sup>8</sup> Ibid., p.2.

<sup>9</sup> IEA. (2024). A strong focus on oil security will be critical throughout the clean energy transition. Citado por Asociación Colombiana del Petróleo y Gas. (2024).

la necesidad de reducir la dependencia del petróleo y gas y, por tanto, de no avanzar en la búsqueda de nuevos yacimientos de hidrocarburos, recientemente publicó un informe en el que reconoce las dificultades en el camino hacia una economía de energía limpia, los riesgos e incertidumbres de mercado, económicos y para la vida de las personas. El informe concluye reafirmando la importancia que tiene mantener la seguridad petrolera para la economía global, sin perjuicio de continuar avanzando en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero<sup>10</sup>.

## 5.2 SITUACIÓN ACTUAL DE LAS RESERVAS, EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS EN COLOMBIA

En Colombia, los nuevos descubrimientos son insuficientes para reponer las reservas de petróleo y gas que se consumen. Se exceptúan los proyectos costa afuera que tienen una alta prospectividad para gas, pero debido a que se encuentran en etapa de delimitación y evaluación, se consideran recursos contingentes<sup>11</sup>. El país tiene potencial para el desarrollo de nuevos campos petrolíferos que permitan garantizar la autosuficiencia energética y generar importantes beneficios económicos para la nación y las regiones. Sin embargo, la única manera de incrementar la producción es a través de nueva exploración y mediante la incorporación de reservas: sin exploración no hay reservas y sin reservas no hay producción<sup>12</sup>; sin embargo, cabe destacar que Colombia aumentó sus reservas probadas de petróleo en el 2024, reponiendo en 105% lo producido; lo que significa que, en el 2024 por cada 100 barriles producidos, se repusieron 105 barriles. La relación reservas/producción, es de 7,2 años, superando la del año anterior<sup>13</sup>.

Para el caso del gas natural, la situación es crítica pues las reservas vienen decayendo progresivamente. Desde 2012, año en el que el país logró el máximo nivel de reservas, estas han caído en un 58%<sup>14</sup> (ver figura 1); el índice de reposición de reservas<sup>10</sup> promedio de los últimos 10 años (2014-2023), es del 25%, es decir, que de cada 10 pies cúbicos que se producen, 2,5 nuevos pies cúbicos se adicionan. Se está descubriendo menos gas del que se produce/consume<sup>15</sup>. En este período, solo en el 2021 se pudo reponer reservas, y de las incorporaciones, solo el 33% corresponden a nuevos descubrimientos, el restante, a reevaluaciones (ver figura 2)<sup>16</sup>.

<sup>10</sup> ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO Y GAS. Op. cit., p.2.

<sup>11</sup> EL NUEVO SIGLO. Inoperancia y demoras en proyectos atrasan la transición energética del país. Domingo, 4 de agosto de 2024.

<sup>12</sup> Ibid.

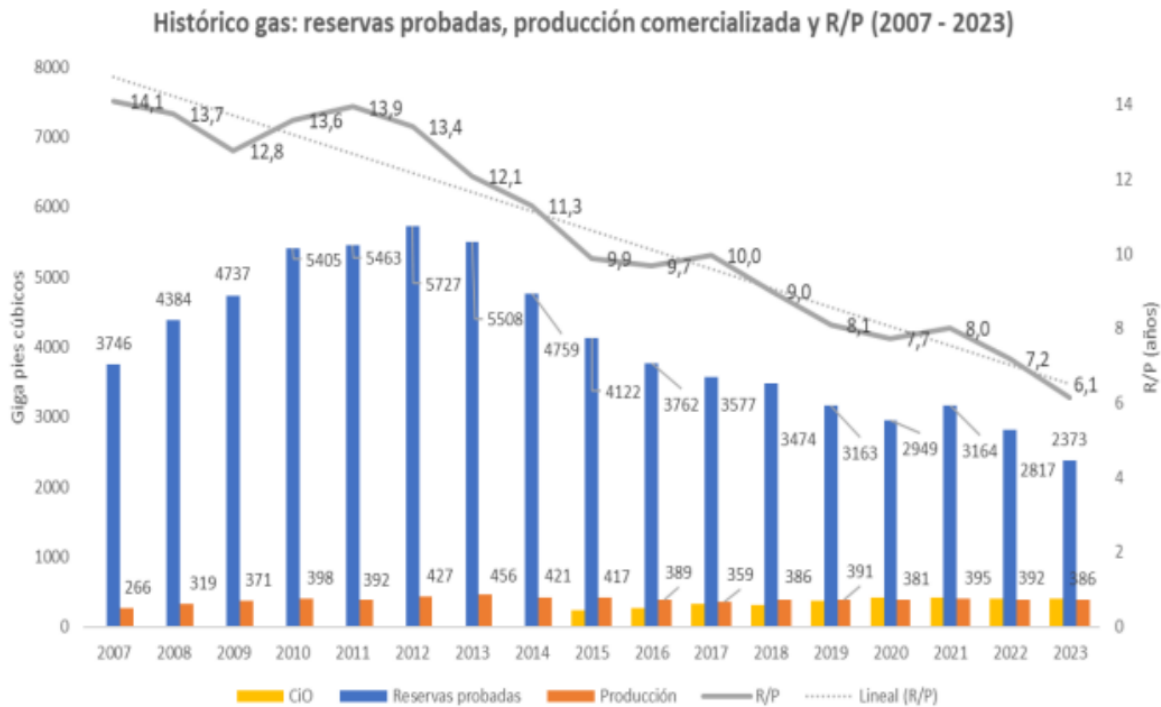
<sup>13</sup> MINENERGÍA. ¡Colombia aumentó sus reservas probadas! En petróleo alcanzó un horizonte de 7,2 años y en las de gas se advierte un cambio positivo en la tendencia de los últimos años. Bogotá. 27 de mayo de 2025.

<sup>14</sup> ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO Y GAS. Op. cit., p.6.

<sup>15</sup> Ibid.

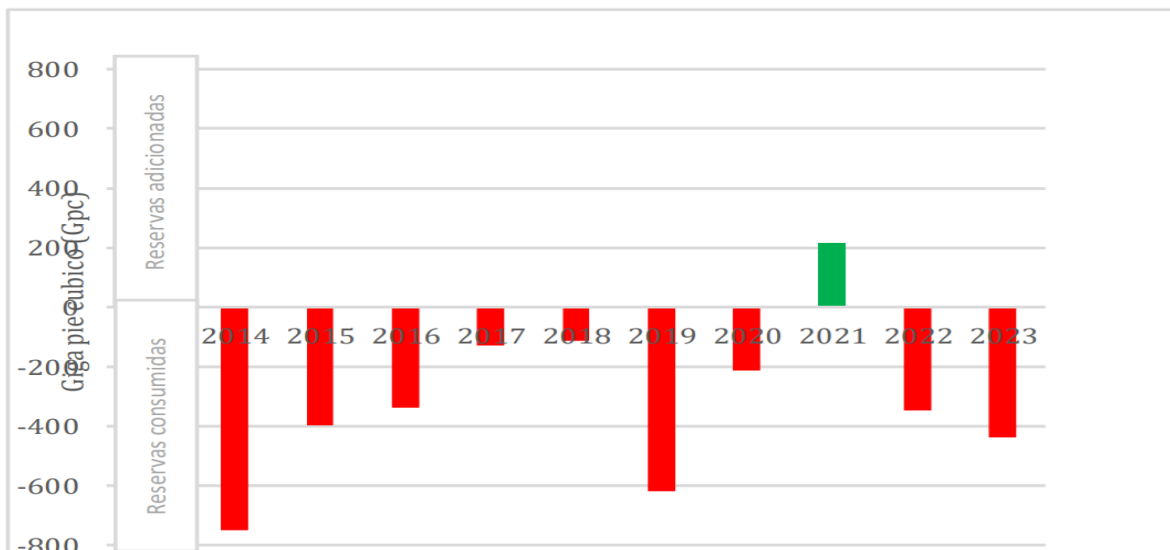
<sup>16</sup> Ibid.

Figura 1. Histórico reservas de gas



Fuente. ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO Y GAS. 2024.

Figura 2. Reposición de reservas de gas



Fuente. ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO Y GAS. 2024.

### 5.3 CRUDOS PESADOS

Con el transcurrir del tiempo, la declinación de las reservas de crudo liviano en el mundo ha llevado a la industria petrolera a buscar opciones innovadoras de exploración, explotación y producción de hidrocarburos con el objetivo de extraer el recurso no renovable de manera económica y rentable. En un principio la explotación de crudo no requería mayor inversión en comparación con la actualidad, lo anterior llevó a que las compañías petroleras se inclinarán por la selección de yacimientos de hidrocarburos livianos, gracias a su facilidad de producción y tratamiento. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, la declinación de este tipo de reservas conllevó a la necesidad de explotar las reservas de crudo pesado y extrapesado que se habían dejado de lado, a causa de su complejidad<sup>17</sup>.

Con el crecimiento de la demanda energética y la declinación de las reservas de crudo liviano, se ha suscitado el interés en reservas de crudo pesado y extrapesado, en primer lugar, gracias a una extracción rentable de los mismos y en segundo lugar porque existe abundancia de estos<sup>18</sup>.

Figura 3. Principales países con reservas de petróleo.



Fuente. GLOBAL ENERGY. Principales países con reservas de petróleo.2024.

La figura 3 muestra que, a mediados del año 2024, de acuerdo con datos recientes de BP, las reservas probadas de petróleo están concentradas en unos pocos países

<sup>17</sup> DIAZ, Camargo Daniela Natalia. Evaluación técnico-financiera de la implementación de potenciador de separación de fases como parte de las facilidades de producción del bloque CPE-6.. 2016, p.41

<sup>18</sup> Ibid, p.42.

principales. Venezuela encabeza con 304 mil millones de barriles, que representan el 18% del total mundial. Le siguen Arabia Saudita con 298 mil millones de barriles (17%), Canadá con 168 mil millones (10%), Irán con 158 mil millones (9%), Irak con 145 mil millones (8%), y Rusia con 108 mil millones (6%). Además, Kuwait y los Emiratos Árabes Unidos poseen 102 y 98 mil millones de barriles respectivamente, ambos constituyendo el 6% de las reservas globales<sup>19</sup>.

Los crudos pesados se caracterizan por tener altas densidades y viscosidades, metales pesados, bajas relaciones gas-petróleo (GOR), altos contenidos de carbonos y sulfuro, y pequeñas porciones de hidrógeno, es decir, química y físicamente más complejos que un crudo liviano. Debido a las características mencionadas anteriormente los procesos de transporte, producción, tratamiento y refinación de hidrocarburos se vuelven más costosos como puede observarse en la tabla 1.

Tabla 1. Comparativo entre crudos pesados y livianos.

Características	Crudos pesados	Crudos livianos
<b>Densidad</b>	Alta, con una gravedad API generalmente inferior a 22.3°.	Baja, con una gravedad API generalmente superior a 31.1°.
<b>Viscosidad</b>	Alta, lo que significa que es más espeso y difícil de fluir.	Baja, lo que significa que fluye fácilmente.
<b>Contenido de azufre</b>	Generalmente alto (crudos agrios).	Generalmente bajo (crudos dulces).
<b>Facilidad de refinación</b>	Requiere procesos más complejos y costosos para su refinación.	Se refina más fácilmente para producir gasolina, diésel y otros productos de alta demanda.
<b>Facilidad de transporte</b>	Más difícil de transportar debido a su alta viscosidad.	Más fácil de transportar debido a su baja viscosidad.

Fuente. propia. 2025, con datos de WORDPRESS. Clasificación del petróleo.

#### 5.4 PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DE UN CRUDO PESADO

Como se ha mencionado, los crudos pesados contienen bajas cantidades de hidrocarburos livianos, un amplio rango de componentes químicos, largas cadenas y alto contenido de azufre y otros tipos de metales. La Tabla 2, ilustra la composición química de un crudo pesado según la proporción en porcentaje de cada uno de sus elementos<sup>20</sup>.

<sup>19</sup> GLOBAL ENERGY. Principales países con reservas de petróleo.2024.

<sup>20</sup> DIAZ, Camargo Daniela Natalia. Op. cit., p.42.

Tabla 2. Análisis de Elementos del Crudo Pesado

Elemento	Porcentaje (%)
<b>Carbón</b>	84-87
<b>Hidrógeno</b>	8-11
<b>Nitrógeno</b>	0.2-0.4
<b>Sulfuros</b>	3-5
<b>Oxígeno</b>	1-2
<b>Cenizas</b>	0,05-0,015
<b>Otros</b>	0,01-0,05

Fuente. RAMÍREZ, Jonathan, RINCÓN, Jenny, RODRÍGUEZ, Liz. Análisis de Exploración y Desarrollo de los Bloques CPE-1 a CPE-8 de Crudos Pesado con Implementación De Métodos De Producción En Frío En La Cuenca De Los Llanos Orientales De Colombia. Citado por DIAZ, Camargo Daniela Natalia. Evaluación técnico-financiera de la implementación de potenciador de separación de fases como parte de las facilidades de producción del bloque CPE-6. 2016, p.43.

## 5.5 MÉTODOS DE TRATAMIENTO PARA LA DESHIDRATACIÓN

Dependiendo del tipo de aceite y de la disponibilidad de recursos se combinan cualquiera de los siguientes métodos típicos de deshidratación de crudo: Químico, térmico, mecánico y eléctrico. En general, se usa una combinación de los métodos térmicos y químicos con uno mecánico o eléctrico para lograr la deshidratación efectiva de la emulsión W/O<sup>21</sup>. El tratamiento químico consiste en aplicar un producto desemulsionante sintético denominado en las áreas operacionales de la industria petrolera como “química deshidratante”, el cual debe ser inyectado tan temprano como sea posible a nivel de superficie o en el fondo del pozo. Esto permite más tiempo de contacto y puede prevenir la formación de emulsión corriente abajo. La inyección de desemulsionante antes de una bomba, asegura un adecuado contacto con el crudo y minimiza la formación de emulsión por la acción de la bomba<sup>22</sup>. El tratamiento por calentamiento consiste en el calentamiento del crudo mediante equipos de intercambio de calor, tales como calentadores de crudo y hornos. El tratamiento mecánico se caracteriza por utilizar equipos de separación dinámica que permiten la dispersión de las fases de la emulsión y aceleran el

<sup>21</sup> MARFISI, Shirley; SALAGER, Jean Louis. Deshidratación de crudo: principios y tecnología. Bogotá, s.f. Trabajo de grado (Especialidades Químicas). Universidad de Los Andes, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química, p.14.

<sup>22</sup> Ibid.

proceso de separación gravitacional. Entre ellos se encuentran los tanques de sedimentación llamados comúnmente tanques de lavado. Para el tratamiento eléctrico se utilizan equipos denominados deshidratadores electrostáticos, y consiste en aplicar un campo eléctrico para acelerar el proceso de acercamiento de las gotas de fase dispersa<sup>23</sup>. La selección y preparación del tipo de rompedores debe coincidir con el recipiente de tratamiento de la emulsión. Los tanques de lavado que tienen largo tiempo de retención (8-24 horas), requieren des emulsionantes de acción lenta. Por otro lado, los tratadores-calentadores y las unidades electrostáticas con corto tiempo de retención (15-60 minutos) requieren des emulsionantes de acción muy rápida. Problemas como precipitación de parafinas en climas fríos, incremento de sólidos, adición de compuestos químicos para estimulación de pozos, pueden requerir el cambio del des emulsionante inyectado en línea<sup>24</sup>.

El tratamiento de crudo es una de las etapas más críticas en la cadena de producción de hidrocarburos. Este proceso busca la separación eficiente del agua, sólidos y otros contaminantes presentes en el petróleo para cumplir con los estándares de calidad exigidos por el mercado. En este contexto, las emulsiones agua en crudo representan uno de los desafíos más importantes, ya que su desestabilización requiere la aplicación de tecnologías químicas especializadas.

Las emulsiones son sistemas termodinámicamente inestables formados por dos líquidos inmiscibles, en este caso agua y aceite, donde uno de ellos se encuentra disperso en el otro en forma de pequeñas gotas<sup>25</sup>. La presencia de compuestos naturales como asfaltenos, resinas y ácidos nafténicos favorece la estabilidad de estas emulsiones, dificultando su ruptura<sup>26</sup>. La literatura clasifica las emulsiones según la fase continua y dispersa, siendo las más comunes en la industria petrolera las del tipo agua en aceite (W/O)<sup>27</sup>.

La eficiencia de un rompedor de emulsión depende de factores como la dosis aplicada, la temperatura del proceso, el tipo de crudo y las características del agua asociada. En estudios recientes se ha demostrado que ciertos productos químicos, formulados con tensioactivos no iónicos y agentes de desplazamiento, pueden ser efectivos incluso a temperaturas bajas, lo cual representa una ventaja operativa

<sup>23</sup> Ibid.

<sup>24</sup> Ibid.

<sup>25</sup> ALVIS, Susana. Emulsiones inversas muy concentradas efecto de las variables de formulación y de proceso sobre el comportamiento reológico. Trabajo de grado (Ingeniería Química). Universidad de los Andes. 2007, p.2.

<sup>26</sup> HERNÁNDEZ MURILLO, Pedro. Evaluación del desempeño de desemulsificantes con diferentes estructuras químicas en la separación de emulsiones agua – en-crudo. Artículo de grado (Ingeniería Química). Universidad de los Andes. Bogotá, s.f., p.1.

<sup>27</sup> GALLARDO MATA, Analaura; MONTALVO MALDONADO, Nayely. Apuntes de apoyo a la docencia para comprender las emulsiones y su influencia en el transporte de aceite crudo pasado. Trabajo de Grado (Ingenierías de Petróleos) Universidad Nacional Autónoma de México. México. 2022, p.3.

importante<sup>28</sup>.

Un punto crítico en la operación de tratamiento es el consumo energético asociado a las calderas que elevan la temperatura del fluido. En estaciones petroleras donde se utilizan calderas a diésel, el impacto financiero y ambiental puede ser significativo. Por esta razón, encontrar soluciones químicas que permitan operar a temperaturas más bajas puede contribuir a la reducción de costos operativos y huella de carbono<sup>29</sup>.

Desde la perspectiva financiera, el costo del tratamiento por barril tratado está directamente relacionado con la dosis y precio del rompedor utilizado, así como con el consumo energético de la estación. Por lo tanto, un producto que permita trabajar a menor temperatura, con una dosis optimizada y a menor precio, ofrece ventajas competitivas claras para los operadores<sup>30</sup>.

La gestión eficiente de costos en la industria de hidrocarburos ha adquirido una importancia estratégica en el contexto actual de precios fluctuantes del petróleo y restricciones ambientales. Las operaciones de tratamiento de crudo representan una porción significativa de los costos totales de producción, especialmente en campos maduros donde la proporción de agua en la producción puede superar el 70%<sup>31</sup>.

La selección adecuada de productos químicos es una de las palancas más efectivas para optimizar el tratamiento. En estudios desarrollados por la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP), se ha estimado que el uso eficiente de rompedores directos puede reducir entre un 8% y 15% los costos operativos, al mejorar la calidad del crudo y reducir la dependencia de sistemas térmicos como las calderas<sup>32</sup>.

Desde la óptica de la gerencia de operaciones, el uso de indicadores clave de desempeño (KPIs) como el costo por barril tratado, eficiencia térmica, consumo específico de combustible y porcentaje de reinyección de agua, permite una toma de decisiones basada en datos. Estos indicadores son fundamentales para evaluar

---

<sup>28</sup> POLO CONTRERAS, Diego. Análisis del proceso de Demulsificación de Crudo Pesado: Fenómenos y Mecanismos. Trabajo de grado (Ingeniería Química). Universidad de los Andes. Bogotá, s.f., p.3.

<sup>29</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS – ANH. Guía ambiental para estaciones de producción petrolera. Bogotá, 2021.

<sup>30</sup> KARCHER, V., PERRECHIL F & BANNWART, c. Interfacial energy during the emulsification of water-in-heavy crude oil emulsions. En Brazilian Journal of Chemical Engineering. January - March, 2015. Vol. 32, No. 01, pp. 127 - 137

<sup>31</sup> PERRY, Guillermo & LORA, Eduardo. Estrategias de manejo de los precios de los hidrocarburos en el corto y el largo plazo. Fedesarrollo. Bogotá, s.f.

<sup>32</sup> ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO – ACP. Estudio técnico sobre aditivos químicos en crudo pesado. Bogotá: 2022.

la viabilidad técnica y económica de introducir nuevos productos químicos o modificar esquemas operativos.

La sostenibilidad en la producción de hidrocarburos también se vincula a la eficiencia en el uso de energía. Las calderas que funcionan con combustibles fósiles como ACPM generan emisiones de gases efecto invernadero (GEI), lo cual impacta los objetivos de descarbonización del sector<sup>33</sup>. En este sentido, la sustitución parcial o total del uso de calderas mediante el empleo de productos efectivos a bajas temperaturas contribuye al cumplimiento de metas de reducción de huella de carbono y mejora la percepción ambiental de las compañías operadoras<sup>34</sup>.

Adicionalmente, las estrategias de optimización deben considerar el ciclo de vida completo del producto químico, incluyendo su costo de adquisición, transporte, almacenamiento, manipulación y disposición de residuos. Un producto que ofrezca ventajas técnicas pero implique riesgos operacionales o altos costos logísticos puede no ser viable. Por ello, la integración entre áreas técnicas, financieras y de sostenibilidad es clave para evaluar la conveniencia de cualquier cambio en la formulación del tratamiento<sup>35</sup>.

Finalmente, el enfoque de mejora continua aplicado al tratamiento de crudo permite implementar esquemas de prueba-control-ajuste en campo<sup>36</sup>, como el diseño experimental aplicado en esta monografía. Estas pruebas, respaldadas con seguimiento técnico riguroso, permiten validar hipótesis de ahorro económico y eficiencia, y establecer nuevas metodologías de operación ajustadas a las condiciones particulares de cada campo petrolero<sup>37</sup>.

## 5.6 GESTIÓN ESTRATÉGICA DE COSTOS EN EL SECTOR ENERGÉTICO

La gestión estratégica de costos en el sector energético cobra especial relevancia en contextos de alta competitividad, donde las decisiones sobre eficiencia operativa impactan directamente en la rentabilidad de los proyectos. En operaciones como el tratamiento de crudo, los costos asociados a insumos químicos y consumo energético pueden representar un alto porcentaje del costo total de producción. La adopción de metodologías como el costeo basado en actividades (ABC) permite identificar con precisión los procesos críticos y enfocar la optimización en aquellos que ofrecen mayor retorno por mejora (Kaplan y Cooper, 1998). En el caso de

<sup>33</sup> ECOPEPETROL. Mitigación de Gases Efecto Invernadero. 2023.

<sup>34</sup> CAMPETROL. Iniciativas de sostenibilidad de bienes y servicios de petróleo, gas y energía. 2024.

<sup>35</sup> AL ZARKANI, Huda Majid; TOUFIC, Mezher & EL-FADEL, Mutasem. Evaluación del ciclo de vida en la industria petrolera: un marco sistemático para mejorar el desempeño ambiental. En Revista de Producción Más Limpia. Volumen 408.1 de julio de 2023.

<sup>36</sup> DE-LEÓN, Nataly. Guía para la aplicación de una estrategia de mejora continua. En Ingeniería Industrial. vol.43 no.3 La Habana sept.-dic. 2022. p. 30-48.

<sup>37</sup> KAIZEN INSTITUTE. Excelencia operacional: impulsar la mejora continua en la industria del petróleo y gas. S.F.

estudios comparativos de nuevos rompedoras directos, la gestión de costos no solo contempla el precio unitario del producto, sino también su impacto en el consumo de energía, tiempos de proceso, y requerimientos logísticos.

## 5.7 EFICIENCIA EN LA CADENA DE SUMINISTRO DE PRODUCTOS QUÍMICOS

La eficiencia en la cadena de suministro de productos químicos es un factor determinante para la competitividad de empresas que operan en zonas alejadas o con difícil acceso. Optimizar esta cadena no solo implica reducir tiempos de entrega o costos de transporte, sino también asegurar continuidad operativa mediante buenas prácticas de inventario, contratos marco con proveedores, y evaluación técnica continua del desempeño del producto (Christopher, 2016). Un rompedor que permita mantener niveles óptimos de tratamiento con menor frecuencia de aplicación y mejor estabilidad térmica tiene ventajas **logísticas sustanciales**. Así, **la logística** se convierte en una extensión de la estrategia técnica, alineando decisiones de compra, almacenamiento y aplicación con las metas financieras del proyecto.

## 5.8 NORMATIVA COLOMBIANA SOBRE TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Colombia ha establecido una serie de lineamientos para promover la transición energética, incluyendo incentivos fiscales para la eficiencia y tecnologías limpias. La Ley 1715 de 2014 y su reglamentación han abierto espacio a proyectos que reduzcan la huella de carbono y disminuyan el uso de energías fósiles. En estudios como el presente, donde se demuestra la viabilidad de operar sin caldera gracias a un nuevo producto químico, se configura un avance que puede acogerse a dichos incentivos (Ministerio de Minas y Energía, 2020). Asimismo, la Resolución 203 de 2020 y los compromisos del país con la descarbonización hacia 2050 ofrecen un marco propicio para este tipo de iniciativas (UPME, 2021).

## 5.9 INNOVACIÓN TECNOLÓGICA EN EL TRATAMIENTO DE CRUDO

La innovación tecnológica aplicada al tratamiento de crudo ha permitido incorporar soluciones más limpias, eficientes y seguras. Los rompedoras directos de última generación, desarrollados bajo principios de química verde, no solo mejoran los niveles de deshidratación, sino que lo hacen con menor carga térmica, menor toxicidad, y mayor compatibilidad con mezclas complejas (Anastas y Warner, 1998). Esta innovación va de la mano con la digitalización de procesos, el monitoreo en tiempo real y la aplicación de técnicas como el aprendizaje automático para anticipar desviaciones y optimizar la dosificación (Lee et al., 2020). Así, los productos químicos dejan de ser una variable pasiva para convertirse en elementos activos de control y eficiencia en planta.

## 5.10 REFLEXIÓN TEÓRICA FINAL

Desde la perspectiva académica y operativa, la integración de criterios técnicos, financieros, logísticos y normativos en el análisis de cambio de productos químicos representa una visión holística fundamental. Este tipo de estudios contribuye no solo a la reducción de costos, sino también a la sostenibilidad del negocio, al cumplimiento regulatorio y al posicionamiento de la empresa frente a los retos de la transición energética. El marco teórico aquí desarrollado sienta las bases para entender cómo la química aplicada, cuando se estudia rigurosamente, se convierte en una herramienta estratégica de alto impacto.

## 6. METODOLOGÍA

Tabla 3. Metodología acorde a cada Objetivo específico / Tarea concreta.

Objetivo específico / Tarea concreta	Metodología
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Evaluar la eficiencia de rompedores de emulsión en condiciones simuladas de la planta, utilizando una prueba de botellas en el laboratorio, para identificar las mejores alternativas que, al ser implementadas en una prueba de campo, logren los resultados esperados por el operador. La evaluación se centrará en seleccionar los rompedores más eficaces en cuanto a la ruptura de emulsiones del crudo extrapesado, teniendo en cuenta su rendimiento y su viabilidad para su aplicación en el proceso de producción.</li> </ul>	<p>Tomar muestras de fluido de campo sin aditivos químicos.</p> <p>Caracterizar la emulsión del fluido de campo.</p> <p>Seleccionar una lista de los rompedores de emulsión que este diseñado para crudos extrapesados.</p> <p>Preparar la prueba de botellas teniendo en cuenta las condiciones de campo temperatura, tiempos de residencia de los equipos de proceso, dilución y agitación.</p> <p>Establecer los parámetros de selección del producto y selección del producto final.</p>
<p>1. Analizar las pruebas de laboratorio realizadas y seleccionar la mejor alternativa química encontrada para las condiciones específicas del campo estudio teniendo presentes la calidad final en el proceso y el costo del tratamiento.</p>	<p>Fase 2.</p> <p>Una vez finalizadas las pruebas de laboratorio, se tabulan y grafican los resultados obtenidos. En conjunto con el formulador y el gerente, se lleva a cabo un análisis detallado del funcionamiento de los productos evaluados, y se realiza un proceso de selección para definir los dos productos que demostraron mejor eficiencia.</p>
<p>2. Diseñar y ejecutar una prueba de campo para evaluar el nuevo rompedor directo y así validar los resultados obtenidos en el laboratorio.</p>	<p>Teniendo en cuenta el mapa del campo, seleccionar los puntos de aplicación del rompedor de emulsiones.</p> <p>Determinar cuántas bombas de inyección de química, contenedores de química, facilidades eléctricas y de instrumentación se requieren para la aplicación del rompedor directo.</p> <p>Listar el personal especialista y técnico necesario para realización de la prueba de campo.</p> <p>Recipientes para toma de muestras, laboratorio de química para los análisis de BSW (centrifuga y Karl Fischer).</p> <p>Determinar los parámetros de selección y análisis de resultados de la validación.</p>
<p>3. Documentar los resultados obtenidos y realizar un análisis de costo-</p>	<p>Realizar el estudio de materias primas para la fabricación del rompedor de emulsión seleccionado.</p> <p>Verificar el costo de cada materia prima para la</p>

<p>beneficio para presentarlo a las empresas de hidrocarburos interesadas, lo que permitirá iniciar la implementación definitiva del producto en el campo.</p>	<p>fabricación del rompedor directo.</p> <p>Asegurar con la planta de producción los tiempos de entrega del producto y la proyección de modo que se puede tener un stock para 30 días en campo.</p> <p>Teniendo en cuenta los precios de materias primas realizar un análisis de costos comparativos con el rompedor directo para presentar a las empresas de hidrocarburos interesadas, la nueva oferta técnico-financiera.</p>
--	--

Fuente. propia, 2025.

## 5.1 CAPÍTULO 1: DESARROLLO TÉCNICO - EVALUACIÓN DE ROMPEDORES DIRECTOS A BAJA TEMPERATURA

Durante el desarrollo del estudio técnico-financiero para la evaluación de un nuevo rompedor directo, surgió por la necesidad operativa adicional: reducir el consumo energético asociado al uso de calderas, mediante la incorporación de productos químicos que mantengan la eficiencia del tratamiento a temperaturas más bajas.

En este contexto, se planteó complementar el análisis técnico con pruebas de laboratorio que permitieran comparar el desempeño del rompedor actualmente utilizado con una alternativa que potencialmente facilite la reducción o eliminación del uso de calderas.

Lo que sigue a continuación corresponde al desarrollo, resultados y análisis de dichas pruebas de botella.

### 5.1.1 Metodología

Las pruebas de botella se llevaron a cabo replicando condiciones operativas del campo petrolero del estudio, con el fin de evaluar el desempeño de dos rompedores directos: el producto actual PRODUCTO A y el alternativo PRODUCTO B. Inicialmente, se prepararon nueve sistemas experimentales en botellas, cuatro de ellos con diferentes dosis del rompedor PRODUCTO A (300, 600, 900 y 1200 ppm), cuatro con las mismas dosis del producto PRODUCTO B, y un sistema blanco sin adición de rompedor directo. A todas las botellas, excepto la de referencia (blanco), se les adicionaron 100 ppm del dispersante de parafinas.

Las botellas fueron precalentadas durante una hora a una temperatura de 160°F, simulando las condiciones térmicas registradas en el manifold del campo. Posteriormente, se procedió a la dosificación de los productos y se sometieron a agitación mecánica durante 30 minutos a 180 stkm (Stroker por minuto) para

garantizar la homogenización de las mezclas.

Cada sistema fue colocado en un baño térmico con temperatura ajustada inicialmente a 145°F. Esta misma estrategia experimental se replicó a temperaturas de 135°F, 125°F y 115°F con el objetivo de evaluar el rendimiento de los productos a diferentes rangos térmicos.

Las lecturas del volumen de agua separada se tomaron a intervalos de 0, 15, y 30 minutos, y luego a 1, 2 y 4 horas posteriores al inicio de la prueba. A las 4 horas, se extrajo una muestra de crudo de cada botella desde un nivel aproximado del 15% por encima de la interfase aceite-agua, la cual fue sometida a análisis mediante centrifugación tipo 'Thief Grindout'.

Se aclara que el método Tief, conocido también como prueba de botella, es una técnica empleada en la industria petrolera para evaluar la eficacia de los químicos desemulsificantes, utilizados para separar el agua del crudo. Consiste en someter una muestra de emulsión petróleo-agua a un proceso de agitación dentro de una botella, seguido de un periodo de sedimentación para observar la separación de fases. El término "Thief" se refiere a un dispositivo de muestreo que permite extraer muestras en distintos niveles dentro de la botella, permitiendo evaluar la separación del agua y la calidad del petróleo a diferentes alturas <sup>38</sup>.

El procedimiento consiste en (ver figura 4):

1. Preparación de la muestra: se toma una muestra representativa de la emulsión, que suele contener sólidos y sales disueltas.
2. Adición del desemulsificante: se incorpora una cantidad específica del químico desemulsificante a la muestra.
3. Agitación: la botella se agita con intensidad durante un periodo definido para simular condiciones de operación y asegurar una buena dispersión del desemulsificante en la emulsión.
4. Asentamiento: después de la agitación, se deja reposar para que la gravedad promueva la separación de las fases.
5. Muestreo con Thief: se utiliza un muestreador para extraer muestras a diferentes niveles dentro de la botella, normalmente en la zona superior y a la mitad de la altura, para evaluar la separación del agua en esas regiones.
6. Análisis de las muestras: se determinan los porcentajes de agua y de petróleo en cada muestra, así como la calidad del crudo recuperado.
7. Evaluación de la eficiencia: se compara el rendimiento con y sin el desemulsificante para estimar su capacidad de romper la emulsión y facilitar la

---

<sup>38</sup> PARRA Reyes, Natalia Paola; STERLING Torres, Andersson Snyder. Estandarización del tratamiento implementado para la recuperación de crudo a partir de flujo fuera de especificaciones en la estación "A" de un campo situado en el municipio de Puerto Gaitán. Proyecto de grado. Fundación Universidad de América, Facultad de Ingenierías. Bogotá, D.C., 2020.

separación de agua y petróleo<sup>39</sup>.

La prueba de botella mediante el método Tief es una herramienta fundamental para seleccionar y optimizar el uso de desemulsificantes en la industria petrolera, contribuyendo a mejorar la eficiencia de la separación del agua del crudo y a optimizar los costos de producción.

Figura 4. Método Tief – prueba de botella.



Fuente.

Finalmente, se registraron los valores correspondientes a emulsión, agua libre, agua total y sólidos, y se consolidaron en la hoja de pruebas correspondiente. El análisis de la muestra compuesta permitió establecer comparaciones objetivas entre ambos productos en cuanto a eficiencia de separación y estabilidad del sistema.

### 5.1.2 Resultados Técnicos

Los resultados obtenidos se documentan por temperatura y dosis en el Anexo A. Se midió el porcentaje de agua separada y el contenido de BSW Thief para cada

<sup>39</sup> Ibid.

combinación de temperatura y dosis, mostrando diferencias significativas entre ambos productos, especialmente a temperaturas más bajas.

### **5.1.3 Análisis gráfico comparativo**

Las gráficas incluidas en el análisis comparativo por temperatura permiten visualizar el comportamiento de cada rompedor frente a la temperatura. Se observa una disminución del rendimiento para el PRODUCTO A conforme desciende la temperatura, mientras que el PRODUCTO B mantiene mayor estabilidad en los parámetros técnicos medidos.

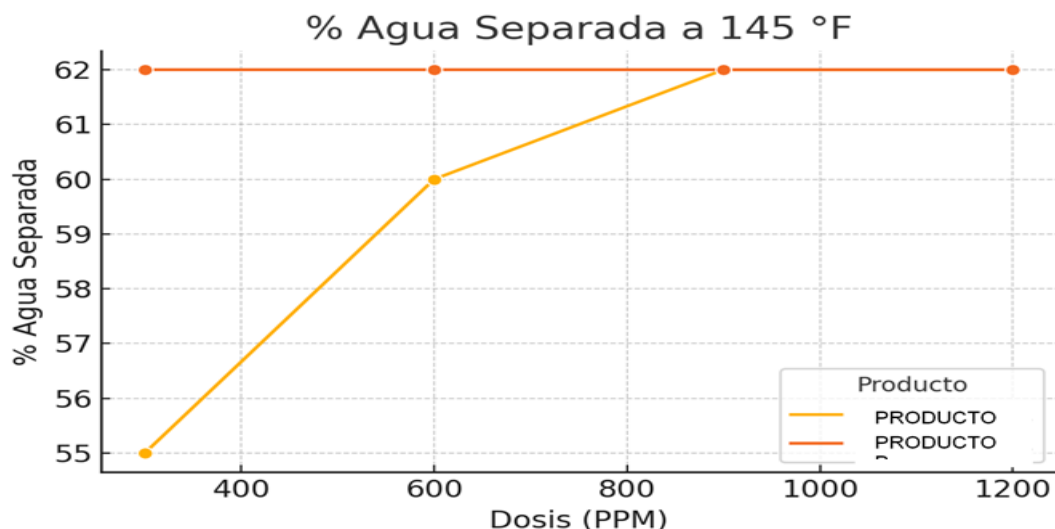
#### **5.1.3.1 Análisis comparativo por temperatura**

Los resultados experimentales obtenidos permiten identificar claramente el comportamiento de los productos evaluados frente a la variable de temperatura del proceso. Se observa que el rompedor PRODUCTO A presenta una disminución progresiva en su eficiencia de separación de agua a medida que la temperatura disminuye, mostrando su mejor desempeño a 145 °F y una caída notable por debajo de 125 °F. Por otro lado, el producto PRODUCTO B mantiene un comportamiento más estable y eficiente a lo largo del rango de temperaturas evaluadas (145 °F a 115 °F), lo que sugiere una mejor adaptabilidad del producto alternativo a condiciones térmicas más bajas.

En términos de BSW Thief, el PRODUCTO B también presenta mejores resultados a dosis equivalentes, especialmente en condiciones de 115 °F, donde logra resultados aceptables incluso por debajo de los 1000 ppm. Este comportamiento refuerza su potencial para ser utilizado en operaciones con calderas fuera de servicio o en modo reducido, representando un ahorro económico significativo sin comprometer la calidad del crudo deshidratado.

Los resultados detallados por temperatura, organizados para cada rango térmico evaluado (145 °F, 135 °F, 125 °F y 115 °F), comparando los productos PRODUCTO A y PRODUCTO B se pueden observar en las figuras 5 a 11.

Figura 5. Porcentaje de agua separada a 145°F

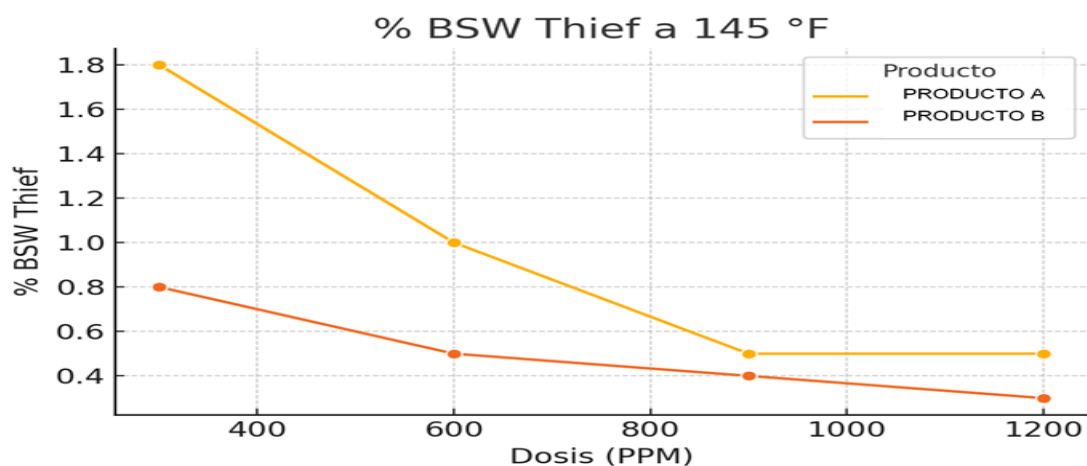


Fuente. Propia, 2025.

Los dos trabajan igual, porque son temperaturas altas, a menor temperatura se ven diferencias en la eficiencia del producto A que pierde eficiencia en comparación con el producto B que mantiene su eficiencia sin importar el cambio de temperatura.

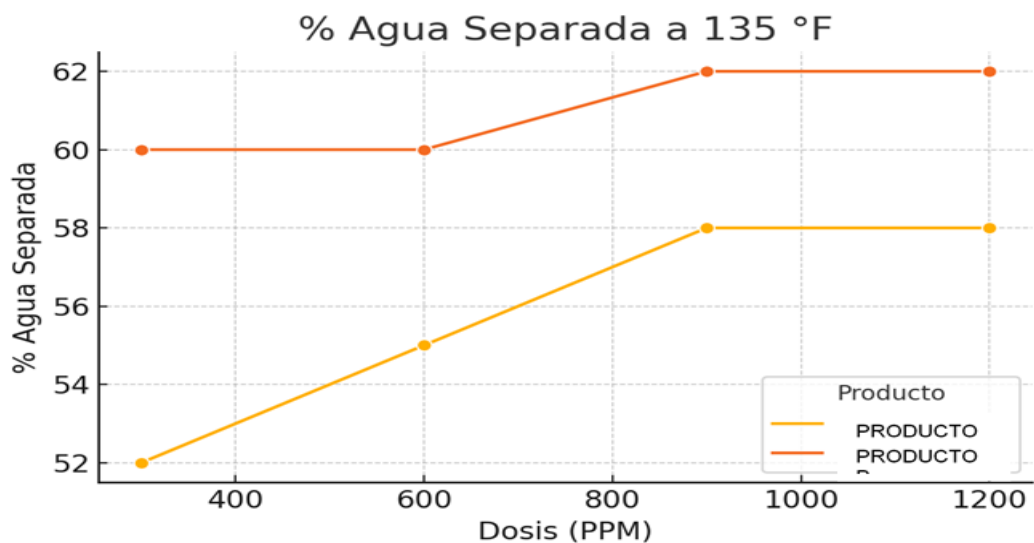
Lo que genera mayor impacto en la parte financiera es la reducción de la temperatura, puesto que el producto B presenta la misma eficiencia a una temperatura más baja.

Figura 6: 145°F % BSW Thief



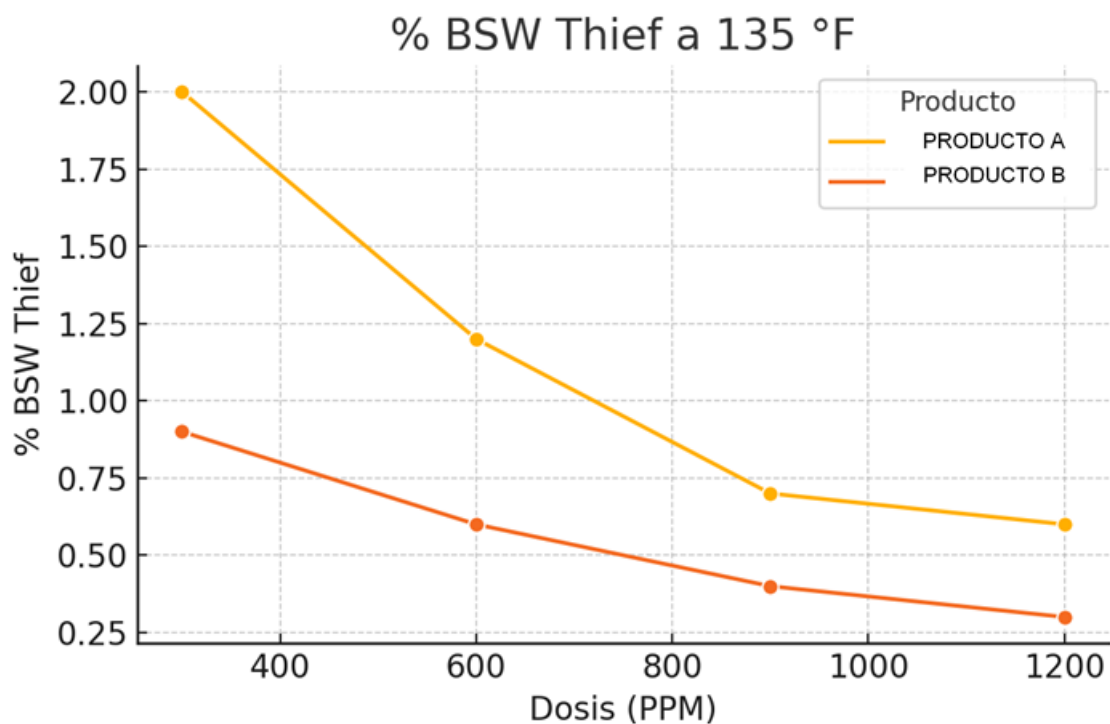
Fuente. Propia, 2025.

Figura 7. 135°F % de agua separada



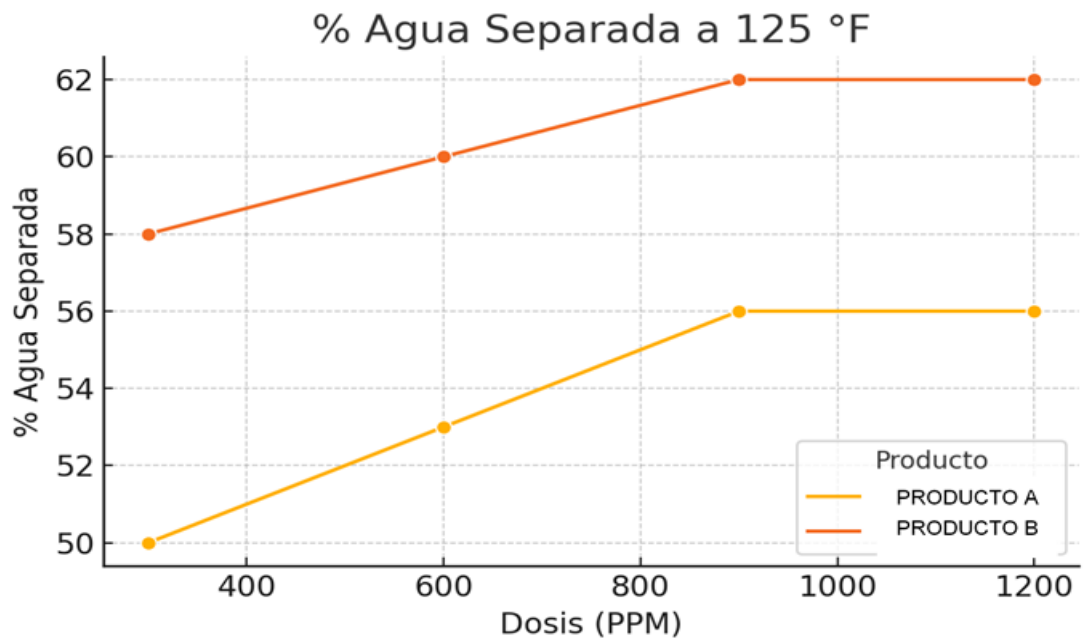
Fuente. Propia, 2025.

Figura 8. 135°F % BSW Thief



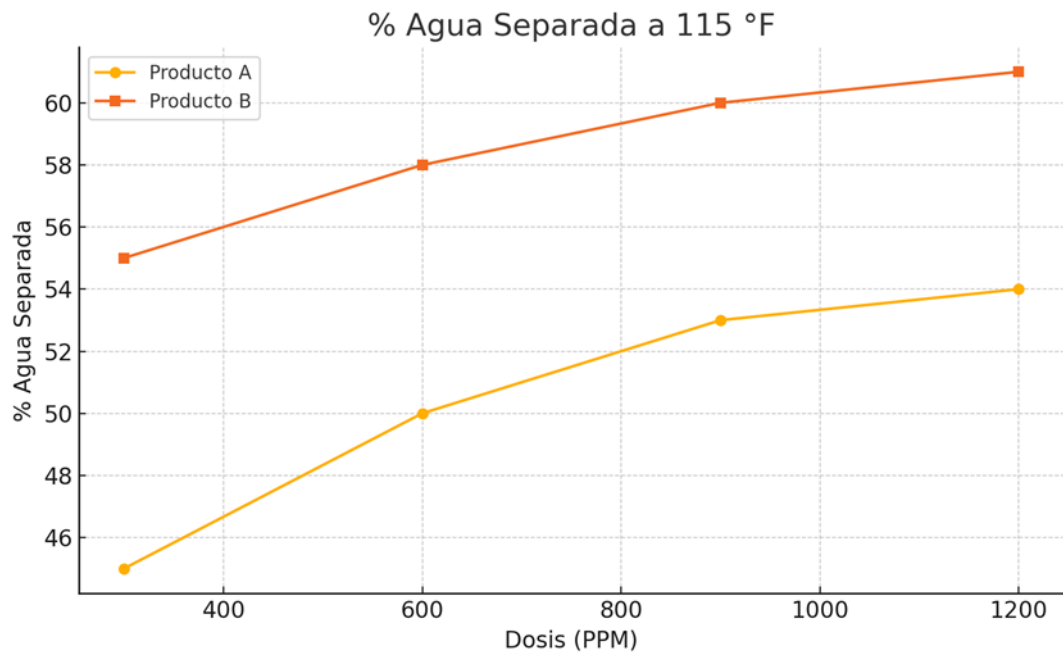
Fuente. Propia, 2025.

Figura 9. 125°F % de agua separada



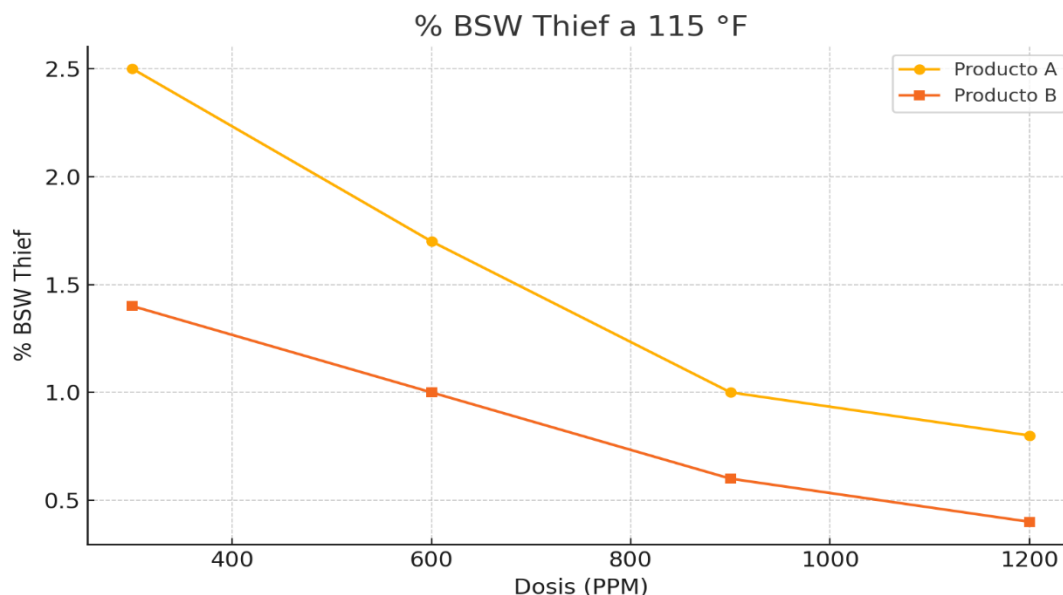
Fuente. Propia, 2025.

Figura 10. 125 °F % Thief



Fuente. Propia, 2025.

Figura 11. 115°F % BSW Agua Separada



Fuente. Propia, 2025.

#### 5.1.4 Impacto de la Temperatura del Proceso

La variable temperatura se tornó crítica durante el desarrollo del trabajo. Aunque no fue contemplada en el planteamiento inicial, surgió como factor determinante a partir de la preocupación de las empresas de hidrocarburos por los altos costos operativos asociados al uso continuo de calderas. El hallazgo de un rompedor eficiente a bajas temperaturas genera una oportunidad operativa de alto impacto, al reducir la necesidad energética térmica del sistema.

#### 5.1.5 Análisis Técnico

El PRODUCTO B demostró un desempeño técnico robusto a lo largo del rango de temperaturas evaluadas, destacándose por su eficiencia en la separación de agua y reducción del BSW Thief incluso en condiciones térmicas más bajas. En contraste, el producto actualmente en uso (PRODUCTO A) mostró una dependencia más fuerte de la temperatura para lograr resultados aceptables.

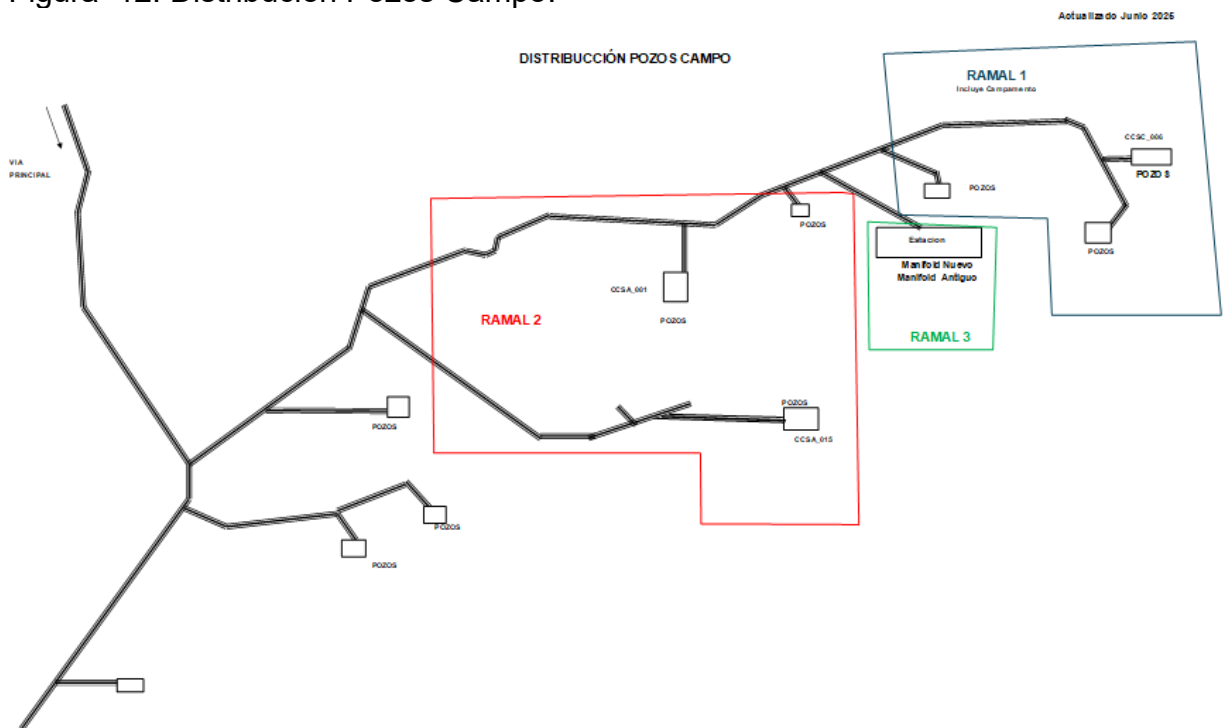
Estos hallazgos aportan una base técnica sólida para recomendar la implementación del PRODUCTO B como reemplazo, permitiendo reducir la temperatura operativa del sistema de deshidratación y con ello los costos asociados al uso de calderas. La optimización térmica del proceso no solo tiene implicaciones financieras, sino también ambientales al reducir las emisiones de gases derivados de la combustión industrial.

Se concluye que este estudio técnico apoya de manera consistente la migración hacia un sistema más eficiente, y se sugiere validar estos resultados en una prueba piloto en campo antes de su adopción definitiva.

### 5.1.6 Descripción del Campo Petrolero

El campo de producción petrolera está ubicado en la cuenca de Los Llanos, en el centro de Colombia, y cuenta con una extensión aproximada de 47.200 hectáreas (ver figura ). Es operado por una multinacional petrolera y sus reservas estimadas superan los 40 millones de barriles de crudo. Se trata de un campo productor de crudo extrapesado, con una gravedad API cercana a 10°, lo que representa un reto técnico significativo en los procesos de producción, transporte y tratamiento del fluido.

Figura 12. Distribución Pozos Campo.



Fuente. Propia. 2025.

La naturaleza del crudo producido exige el uso intensivo de calor para garantizar su tratamiento eficiente, razón por la cual el campo cuenta con sistemas térmicos como calderas que permiten mantener la temperatura del proceso en un rango de 150°F a 180°F. Sin embargo, los altos costos operativos asociados a esta infraestructura térmica han motivado la búsqueda de soluciones químicas que permitan mantener la eficiencia del tratamiento a temperaturas más bajas.

El presente estudio se desarrolla precisamente en este contexto, como respuesta a la necesidad operativa de identificar un rompedor de emulsión que pueda funcionar de manera efectiva en un entorno de temperatura reducida, optimizando así los costos energéticos sin comprometer la calidad del crudo deshidratado (ver numeral 5.1.3.1 análisis comparativo por temperatura).

## **5.2 CAPITULO 2 DISEÑO PRUEBA DE CAMPO**

De acuerdo con los resultados obtenidos durante las pruebas de laboratorio y favorable comportamiento técnico del PRODUCTO B, se llevó a cabo una socialización formal de los hallazgos se procedió a avanzar con la prueba de campo en condiciones operativas reales. Esta fase tiene una duración estimada de 30 días calendario.

Antes de la aprobación para avanzar, el equipo de producción interna realizó una validación conjunta con la planta de fabricación para asegurar la disponibilidad del producto necesario. Se confirmó que hay stock suficiente de materia prima y del producto formulado para sostener la totalidad del piloto sin interrupciones, verificación que fue confirmada y aprobada por el área de manufactura; con este respaldo, se definieron los criterios de éxito y las condiciones de continuidad operativa para la ejecución, manteniendo la alineación con las políticas de calidad y seguridad de la planta.

Desde la perspectiva logística, no se requirieron modificaciones a la infraestructura existente. Se emplearon las mismas bombas de inyección que ya operan en campo, sin necesidad de nuevos puntos de dosificación ni instalaciones adicionales. El producto de prueba se suministró en un IBC independiente del que contiene el rompedor base, de modo que la implementación no generó incrementos en los costos operativos y se mantuvo la segregación necesaria para el piloto.

### **5.2.1 La prueba está sujeta a las siguientes premisas de operación:**

- Si alguno de los tanques de almacenamiento para venta (24-00C o 24-00D) no cumple con el punto de especificación comercial pasadas cinco (5) horas de reposo, se procederá a suspender la prueba de manera inmediata.
- En tal caso, se reactivará la caldera y se restablecerá la dosificación del rompedor base PRODUCTO A.
- El parámetro técnico y comercial objetivo de esta prueba es que el crudo tratado mantenga un contenido de agua y sedimentos (BSW) igual o inferior a 0.5% en volumen, según análisis mediante la técnica de Karl Fischer.

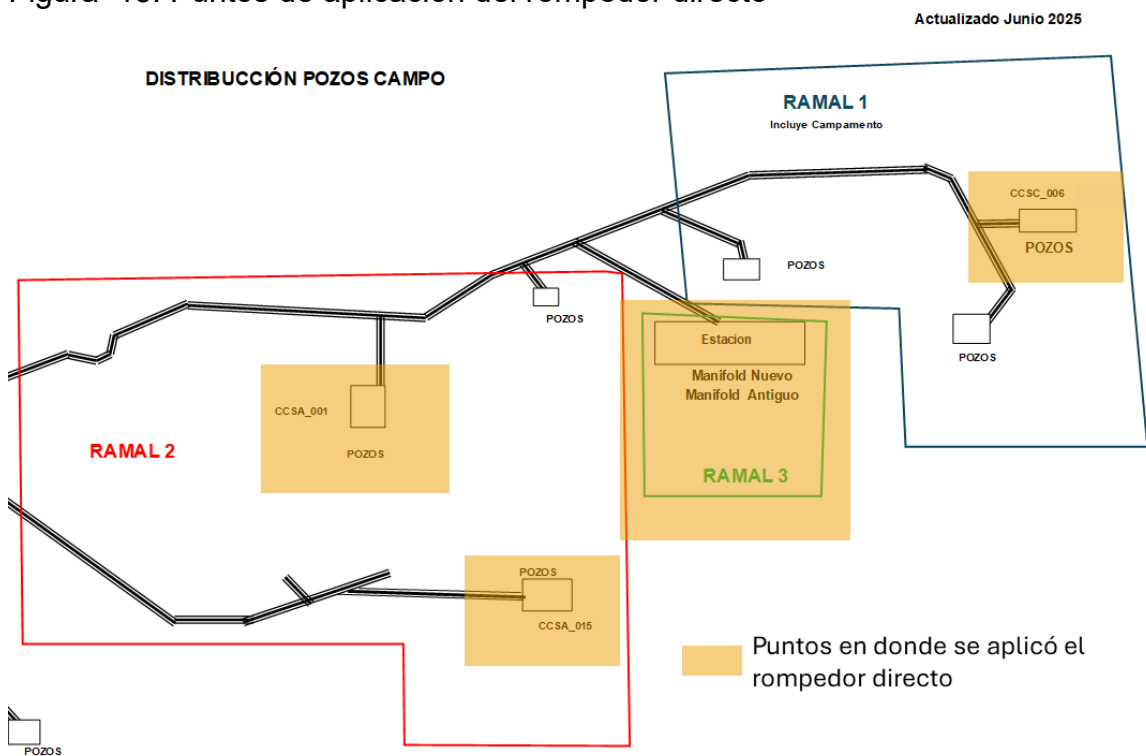
La prueba piloto se desarrolló en la Estación petrolera, específicamente sobre líneas seleccionadas del sistema de tratamiento de crudo, manteniendo las condiciones

operativas actuales. Se utilizará el producto rompedor directo PRODUCTO B con una dosis inicial de 200 ppm, definida a partir de la correlación con los resultados de laboratorio, donde se aplicaron dosis de 600 a 1200 ppm. La temperatura operacional se mantuvo constante en 120 °F, evitando el uso intensivo de la caldera.

Puntos de aplicación del rompedor directo:

- Cluster CCS A-1
- Cluster CCS A-15
- Cluster CCS C-6
- Manifold Antiguo
- Manifold Nuevo

Figura 13. Puntos de aplicación del rompedor directo



Fuente. Propia. 2025.

Puntos de monitoreo de desempeño:

- Tanque de Surgencia
- Gun Barrel A
- Gun Barrel B

En estos puntos se realizó un seguimiento exclusivo de BSW (contenido de agua y

sedimentos) como variable crítica. La técnica utilizada será centrifugación según norma ASTM D4007, y se realizó un muestreo cada 3 horas durante el periodo de prueba. Esta actividad será ejecutada por el laboratorio designado del campo, garantizando independencia del equipo evaluador.

Para la evaluación final del crudo tratado, se emplearon los tanques 24-00C y 24-00D, que recibirán alternadamente la producción diaria durante ciclos de 24 horas. La fiscalización del crudo se realizó mediante análisis de BSW por Karl Fischer, luego de cinco (5) horas de reposo tras el cierre del tanque. Solo en estos puntos se medirá además la gravedad API bajo la norma ASTM D1298, como parte del control de calidad previo a la venta del crudo.

### 5.2.2 Variables críticas monitoreadas

Tabla 4. Variables críticas monitoreadas

Variable	Método de medición	Frecuencia	Responsable
<b>% BSW (agua y sedimentos)</b>	Centrifugación	Cada 3 horas	Laboratorio del campo
<b>BSW para fiscalización</b>	Karl Fischer	Una vez al día (tras 5h de reposo)	Laboratorio del campo
<b>Gravedad API</b>	Hidrómetro ASTM	Una vez al día	Laboratorio del campo

Fuente. Propia, 2025.

En caso de que el rompedor alternativo PRODUCTO B no logre cumplir con los parámetros de eficiencia esperados, se dejó disponible en sitio el PRODUCTO A, permitiendo una rápida reactivación mediante cambio de succión. Adicionalmente, se activó la caldera de forma inmediata para restablecer las condiciones térmicas convencionales del proceso. Se espera que la temperatura del sistema, al operar sin caldera, descienda de los 180 °F habituales hasta aproximadamente 120°F, lo que representó una reducción estimada de entre 45 y 50 °F. Esta caída significativa es un elemento crítico del análisis técnico-financiero del piloto.

Todas las premisas descritas fueron establecidas durante una reunión técnica realizada en campo con participación directa de la empresa de hidrocarburos que facilitó el crudo y el laboratorio. Dichos criterios fueron acordados de manera conjunta, y no corresponden a imposiciones unilaterales por parte del formulador en caso de contrato. La empresa por su parte, manifestó su compromiso de garantizar el cumplimiento estricto de estos lineamientos durante la ejecución de la prueba, así como la supervisión activa de los parámetros definidos. Esta colaboración tiene

como objetivo asegurar la transparencia, trazabilidad y éxito del piloto propuesto.

### 5.2.3 Cronograma Tentativo (Documentación retrospectiva)

Aunque el presente documento describe el diseño de la prueba de campo en tiempo futuro, es importante dejar constancia de que todas las actividades aquí relatadas ya fueron ejecutadas de forma estructurada, cumpliendo con los tiempos, controles y parámetros establecidos. La intención original de la prueba fue demostrar la eficacia de un nuevo rompedor directo, respaldados por la capacidad técnica y logística de nuestra planta de producción, la cual aseguró el suministro oportuno del producto requerido para toda la duración del piloto.

A continuación, se presenta el cronograma real de ejecución:

Tabla 5. Cronograma real de ejecución

Actividad	Fecha
Pruebas de laboratorio (pruebas de botella)	Del 01 al 12 de abril de 2025
Reunión técnica con la empresa que facilitó el crudo y prestó las instalaciones de laboratorio y diseño experimental aprobado	15 de abril de 2025
Ejecución de la prueba de campo	Del 22 de abril al 22 de mayo de 2025

Fuente. propia, 2025.

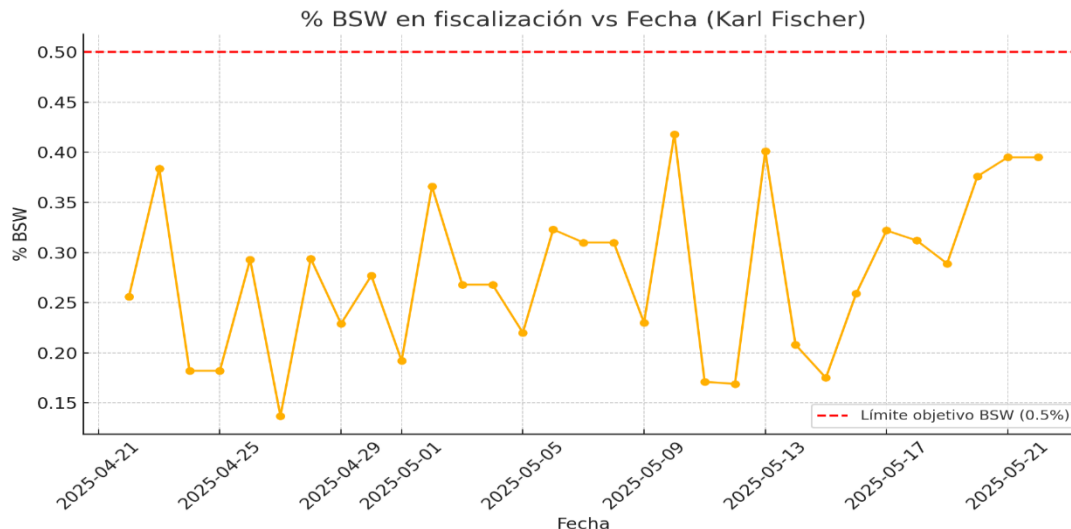
### 5.2.4 Resultados de la prueba de campo

La prueba de campo se ejecutó entre el 22 de abril y el 22 de mayo de 2025, con una duración total de 30 días calendario. Durante este período, se evaluó el desempeño del PRODUCTO B en condiciones operativas reales, con el objetivo de validar su eficiencia técnica, su compatibilidad con el sistema sin caldera y su impacto sobre los costos de operación.

A continuación, se presentan los principales hallazgos del monitoreo continuo realizado durante la prueba, enfocados en el contenido de BSW en la fiscalización final, la temperatura del sistema y el consumo diario del producto.

### 5.2.4.1 % BSW en fiscalización (Karl Fischer)

Figura 14. % BSW en fiscalización (Karl Fischer)

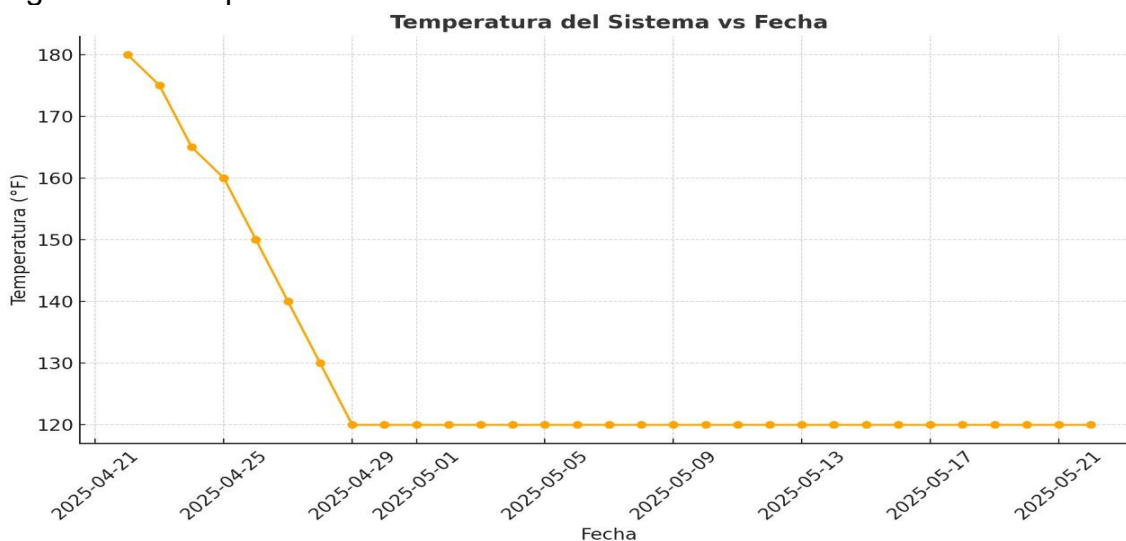


Fuente. Propia, 2025.

Durante toda la prueba, el contenido de BSW en los tanques de fiscalización se mantuvo por debajo del límite máximo permitido (0.5% v/v), lo que demuestra la efectividad del producto en condiciones sin caldera. Esto permitió mantener la continuidad de la prueba sin necesidad de reactivar el PRODUCTO A.

### 5.2.4.2 Temperatura del sistema

Figura 15. Temperatura del sistema-

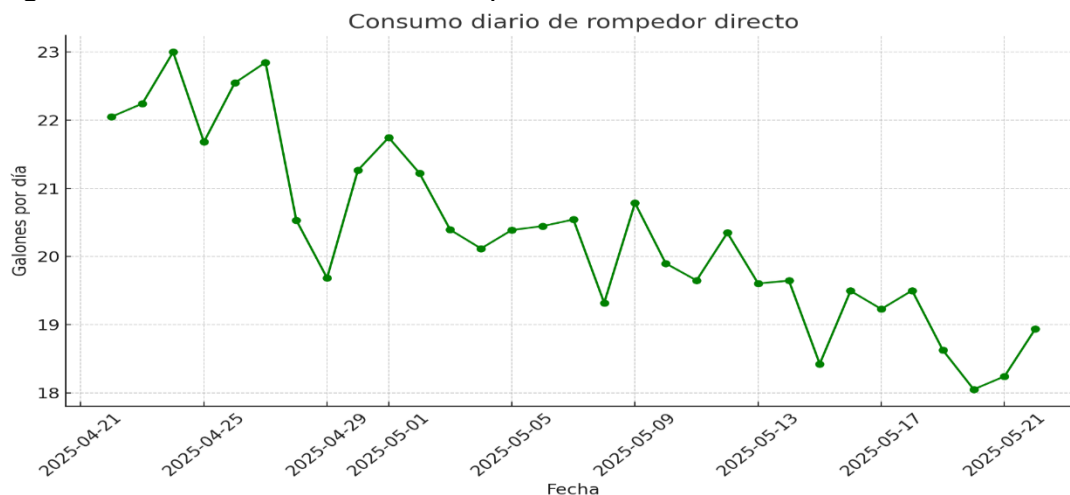


Fuente. Propia, 2025.

El sistema operó sin soporte térmico, lo cual se reflejó en una temperatura promedio cercana a los 120 °F. Este valor representó una disminución de aproximadamente 50 °F respecto al valor típico de operación con caldera (180 °F), evidenciando la capacidad del producto para trabajar de manera eficiente en rangos térmicos más bajos.

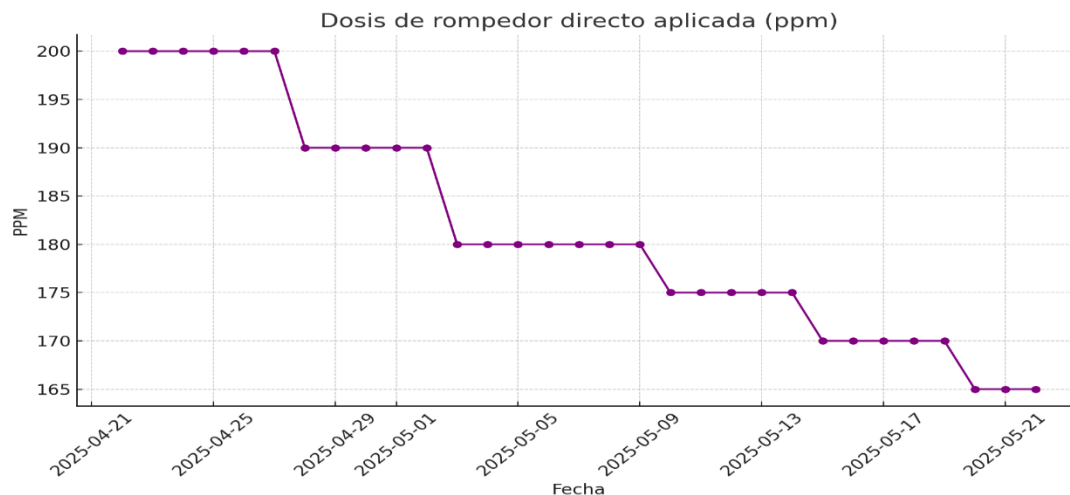
### 5.2.4.3 Consumo diario del rompedor

Figura 16. Consumo diario de rompedor directo



Fuente. Propia, 2025.

Figura 17. Dosis de rompedor directo aplicada (ppm)



Fuente. Propia, 2025.

Las figuras 16 y 17 muestran que la dosificación diaria del producto se mantuvo

estable en torno a los valores definidos en el diseño experimental. El consumo fue consistente con una dosis estimada de 200 ppm, ajustada en función del volumen tratado y el desempeño observado, permitiendo realizar ajustes graduales hasta llegar a 165 ppm de aplicación.

En conclusión, la prueba de campo permitió confirmar que el PRODUCTO B cumple con los requisitos técnicos y operativos del sistema, manteniendo el crudo dentro de las especificaciones sin necesidad de aporte térmico. La estabilidad de los resultados permite avanzar hacia una evaluación financiera más precisa, orientada a cuantificar el ahorro económico derivado de la sustitución del rompedor base y de la salida de operación de la caldera.

### 5.3 ANÁLISIS TÉCNICO-FINANCIERO DE LA PRUEBA DE CAMPO

Con base en los resultados operativos obtenidos durante la prueba de campo, se realizó un análisis técnico-financiero con el objetivo de cuantificar el impacto económico de reemplazar el rompedor directo base por el nuevo PRODUCTO B, así como de operar el sistema sin el uso de caldera.

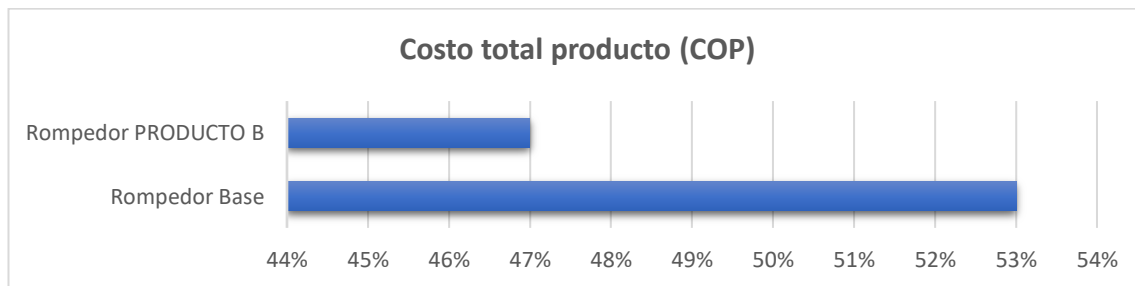
#### 5.3.1 Comparación de costos de rompedor

Tabla 6. Comparación de costos de rompedor

Concepto	Rompedor Base	Rompedor PRODUCTO B
<b>Costo por galón (COP)</b>	\$131.450,25	\$118.305,23
<b>Consumo total (gal)</b>	630,43	630,43
<b>Costo total producto (COP)</b>	\$82.870.181	\$74.583.166
<b>Diferencia de costos (COP)</b>	-	Ahorro: \$8.287.015

Fuente. Propia, 2025.

Figura 18. Diferencia en porcentaje costo total del producto



Fuente. Propia, 2025, con base en la tabla 6.

### 5.3.2 Ahorro energético por salida de operación de la caldera.

Durante los 30 días de prueba, el sistema operó sin la caldera, lo cual representó un ahorro considerable. Con un consumo estimado de 150 galones de ACPM diarios, a un costo unitario de COP \$10.600, se evitó un gasto operativo diario de COP \$1.590.000. El ahorro total en energía durante el periodo fue de COP \$47.700.000

### 5.3.3 Costo por barril tratado

Con una producción promedio de 2.667 BOPD durante la prueba, se trató un total aproximado de 80,001 barriles. Esto implica un costo por barril tratado de aproximadamente COP \$992, exclusivamente por concepto de rompedor directo.

- Ahorro energético durante 30 días (sin caldera): COP 47.700.000.
- Ahorro en consumo de producto químico: COP 8.287.015 (reducción directa reportada).
- Barriles tratados durante la prueba: ~80.001 barriles.
- Producción promedio durante la prueba: 2.667 BOPD.
- Costo asociado por barril tratado (concepto de rompedor directo): COP 992 por barril.
- Costo total estimado por romper directo:  $80.001 \text{ barriles} \times \text{COP } 992 = \text{COP } 79.360.992$ .
- Objetivo del análisis: comparar costos totales con beneficios totales en el periodo de 30 días.
- Beneficios totales (acumulados en 30 días):
  - Ahorro energético: COP 47.700.000
  - Ahorro en producto químico: COP 8.287.015
  - Beneficio total =  $47.700.000 + 8.287.015 = \text{COP } 55.987.015$
- Costos totales (por romper directo):
  - Costo por barril tratado  $\times$  barriles tratados =  $\text{COP } 992 \times 80.001 = \text{COP } 79.360.992$

Aunque el ahorro directo en el producto químico representa una mejora importante, el verdadero cambio estructural ocurre al retirar la caldera del sistema. Esta decisión, impulsada por la empresa que prestó sus instalaciones durante el desarrollo del estudio, permitió una reducción significativa de los costos energéticos, equivalente a COP \$47.700.000 durante la prueba de campo y COP \$580.350.000 si se proyecta a un año de operación. Además del ahorro económico, esta medida reduce la huella de carbono del proceso, mejora la seguridad operativa y minimiza los mantenimientos asociados a equipos térmicos.

### 5.3.4 Conclusión del análisis

El cambio de rompedor no solo permitió mantener los niveles de calidad del crudo requeridos en fiscalización, sino que representó una reducción directa de COP \$8,287,015 en producto químico y COP \$47.700.000 en consumo energético por caldera, demostrando la viabilidad técnica y financiera de implementar PRODUCTO B como producto definitivo en campo.

### 5.3.5 Proyección de costos y ahorro a un año

Con base en el consumo promedio diario de producto y la operación continua sin caldera, se estiman los siguientes valores proyectados a un horizonte de 365 días:

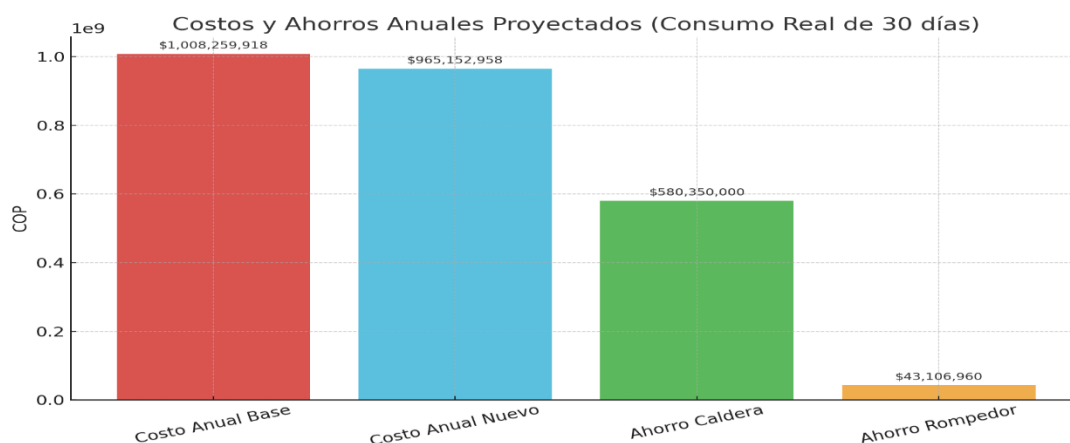
Tabla 7. Proyección de costos y ahorro a un año

Indicador	Valor proyectado (COP o unidades)
Producción estimada (barriles)	973.349
Consumo estimado de rompedor (gal)	7.423
Costo anual PRODUCTO A	\$1.008.259.918,78
Costo anual PRODUCTO B	\$965.152.958,21
Ahorro anual por cambio de producto	\$43.106.960,57
Ahorro anual por salida de caldera	\$580.350.000

Fuente. propia, 2025.

La siguiente gráfica resume visualmente los costos anuales estimados y los ahorros asociados a la optimización del proceso:

Figura 19. Costos y ahorros anuales estimados



Fuente. propia, 2025.

Esta proyección anual demuestra el alto potencial de eficiencia operativa y reducción de costos asociados a la implementación del nuevo rompedor, no solo

por el precio más competitivo del producto, sino por la eliminación del requerimiento energético de la caldera, lo que se traduce en una mejora significativa en los márgenes de operación del sistema.

Alineado con tendencias de mercado y acuerdos de volumen, se estima que el nuevo rompedor PRODUCTO B puede alcanzar un costo unitario hasta un 10% inferior al producto base, lo cual incrementa sustancialmente su atractivo económico. Esta proyección arroja un costo unitario de COP \$118.305,23, con un ahorro anual (por cambio de producto) proyectado de COP \$43.106.960,57.

### 5.3.6 Costo beneficio

A continuación, se muestra en la tabla 8, el costo – beneficio basado en los datos de la tabla 7 y figura 20.

Tabla 8. Costo-Beneficio año 1.

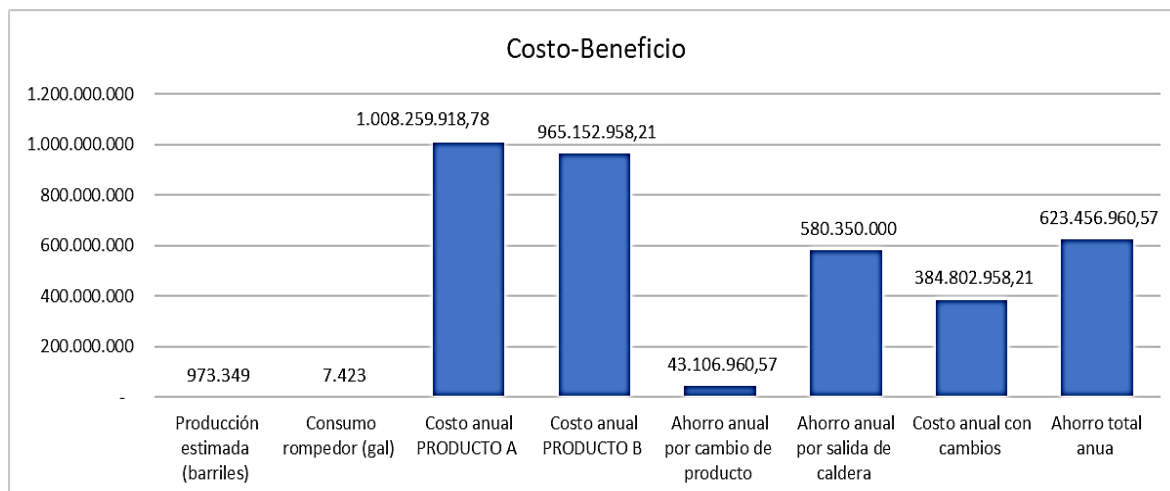
Año	Producción estimada (barriles)	Consumo rompedor (gal)	Costo anual PRODUCTO A	Costo anual PRODUCTO B
	973.349	7.423	1.008.259.918,78	965.152.958,21
	Ahorro anual por cambio de producto	Ahorro anual por salida de caldera	Costo anual con cambios	Ahorro total anual
1	43.106.960,57	580.350.000	384.802.958,21	623.456.960,57

Fuente. propia, 2025.

El cambio propuesto permite ahorrar aproximadamente el 62% del costo base anual. La producción estimada es de 973.349 barriles. Con los cambios, el costo anual por barril cae significativamente, lo que indica un impacto favorable por unidad producida, asumiendo que la producción se mantiene estable.

El conjunto de cambios propuestos reduce el costo anual total de 1.008.259.918,78 a 384.802.958,21, generando un ahorro anual de 623.456.960,57 (aproximado de 61,8% respecto al costo base). La mayor parte del ahorro proviene de la salida de la caldera (aprox. 93%), con un aporte adicional menor por el cambio de producto, en total el costo por barril cae de ~1.036 a ~395, lo que implica una mejora sustancial de la eficiencia por unidad producida.

Figura 20. Costo-Beneficio año 1.



Fuente. propia, 2025.

### 5.3.7 Discusión estratégica del valor agregado del proyecto

El presente estudio no solo ha evidenciado la viabilidad técnica y económica de reemplazar el rompedor directo actual, sino que también ha revelado oportunidades estratégicas de alto impacto que transforman esta propuesta en un modelo de optimización operacional.

### 5.3.8 Proyección con un rompedor 10% más económico

Alineado con tendencias de mercado y acuerdos de volumen, se estima que el nuevo rompedor PRODUCTO B puede alcanzar un costo unitario hasta un 10% inferior al PRODUCTO A, lo cual incrementa sustancialmente su atractivo económico. Esta proyección arroja un costo unitario de COP \$118.305,23, con un ahorro anual proyectado de COP \$43.106.960,57.

### 5.3.9 Lo que busca el cliente hoy

En un entorno industrial cada vez más competitivo, los clientes valoran soluciones integrales que vayan más allá del precio unitario. Entre los factores más apreciados se encuentran:

- Reducción del consumo energético
- Simplificación operativa
- Disminución de huella de carbono (ESG)
- Fiabilidad de tratamiento sin reprocesos
- Facilidad de implementación sin nuevos equipos
- Tiempo de reacción ante contingencias o escalabilidad

Este proyecto responde a todos estos frentes, lo cual posiciona la propuesta no solo como una alternativa económica, sino como un modelo de mejora operacional sostenible.

### 5.3.10 Conclusión estratégica

Si bien el cambio de rompedor ya demostraba un beneficio moderado por sí solo, la integración de parámetros operativos como la eliminación de la caldera, el uso eficiente del nuevo producto y la posibilidad de escalar con ahorros mayores (10% o más) consolidan esta propuesta como una solución moderna, adaptable y con alto impacto financiero, técnico y ambiental.

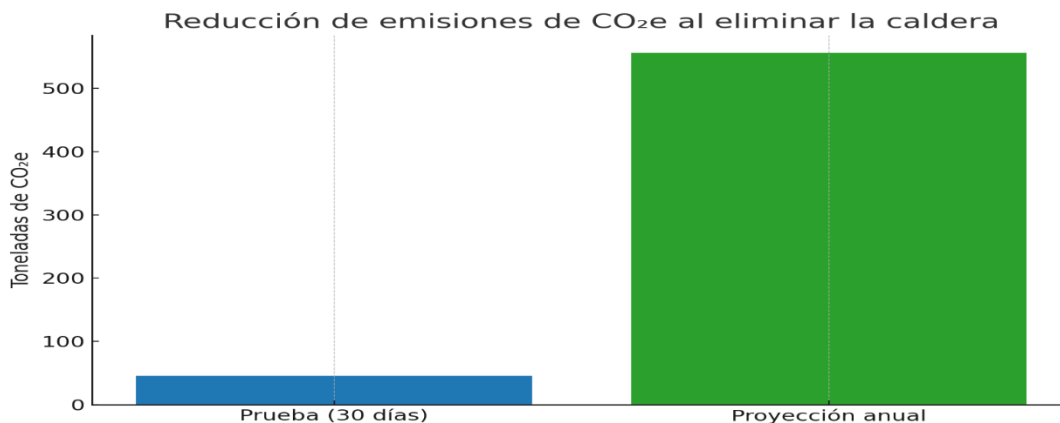
### 5.3.11 Sostenibilidad y reducción de huella de carbono

Uno de los beneficios colaterales más significativos del retiro de la caldera del proceso es la drástica reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Dado que la caldera operaba con un consumo diario de 150 galones de ACPM, y considerando que cada galón genera aproximadamente 10,16 kg de CO<sub>2</sub>e, la operación normal representa una carga ambiental sustancial.

Durante la prueba de campo de 30 días, la eliminación de la caldera evitó la emisión de aproximadamente 45,7 toneladas de CO<sub>2</sub>e. Si se proyecta esta reducción a un horizonte de 1 año, el beneficio ambiental asciende a unas 556 toneladas de CO<sub>2</sub>e no emitidas. Esto equivale a retirar cerca de 120 vehículos de circulación o plantar alrededor de 9.200 árboles en términos de compensación de carbono.

La figura 21 resume visualmente esta reducción de emisiones proyectada:

Figura 21. Reducción de emisiones de Co2e al eliminar la caldera.



Fuente. propia, 2025.

Este impacto ambiental positivo refuerza el valor de la propuesta no solo desde el punto de vista económico y operativo, sino también como una solución alineada con los principios de sostenibilidad y responsabilidad ambiental exigidos por los estándares internacionales y las políticas ESG (Environmental, Social and Governance) de los grupos empresariales del sector energético. En el anexo se puede apreciar la distribución porcentual del ahorro anua.

## 6. CONCLUSIONES

1. Las pruebas de laboratorio y campo demostraron que el nuevo rompedor directo PRODUCTO B mantiene la eficiencia de separación agua-crudo en condiciones de menor temperatura, logrando cumplir con los requisitos operativos de la empresa de hidrocarburos que serán los clientes, sin necesidad del uso de la caldera. Esta capacidad operativa lo posiciona como una alternativa técnicamente viable frente al PRODUCTO A.
2. El nuevo rompedor genera un ahorro directo del 10% en costos por galón frente al rompedor base. Proyectado a un año, este cambio representa una reducción significativa en el gasto en productos químicos, lo que impacta positivamente en los costos totales del tratamiento de crudo.
3. La prescindencia de la caldera durante toda la prueba de campo no solo validó la eficiencia del producto a menor temperatura, sino que también permitió una reducción considerable en el consumo de ACPM. Esto se traduce en un ahorro adicional superior a 580 millones de pesos anuales, representando el 93% del ahorro total estimado.
4. La combinación del cambio de producto y la eliminación de la caldera permite proyectar un ahorro anual total de más de 620 millones de pesos. Este resultado no solo es financieramente atractivo, sino que incrementa la competitividad de la operación en términos de eficiencia de costos.
5. Al eliminar el uso de la caldera, también se evita la emisión de aproximadamente 522 toneladas de CO<sub>2</sub> anuales, lo que contribuye a los objetivos de sostenibilidad de las empresas de hidrocarburos que serán los clientes y a una operación más limpia, alineada con estándares internacionales de responsabilidad ambiental.
6. La existencia de producto suficiente, la disponibilidad operativa de los puntos de inyección actuales y la validación técnica en condiciones reales permiten concluir que la implementación del nuevo rompedor es factible sin mayores inversiones en infraestructura adicional.
7. La participación del cliente en la definición de premisas, supervisión del ensayo y análisis de resultados garantizó que la propuesta esté alineada con sus necesidades técnicas, económicas y ambientales, lo cual fortalece la relación técnica-comercial y abre posibilidades para nuevas implementaciones.

## 7. RECOMENDACIONES

### **Implementar el rompedor PRODUCTO B a nivel operativo**

Dada su eficiencia comprobada y el ahorro económico significativo, se recomienda reemplazar el rompedor base actual por el PRODUCTO B de forma permanente, bajo las mismas condiciones operativas utilizadas en la prueba de campo.

### **Mantener la caldera fuera de operación de manera continua**

Siempre que las condiciones de temperatura del proceso se mantengan dentro del rango validado en la prueba ( $\geq 115$  °F), se sugiere mantener la caldera fuera de línea para asegurar la continuidad de los ahorros económicos y ambientales logrados.

### **Realizar seguimiento periódico de la eficiencia del rompedor**

Aunque los resultados fueron exitosos, es importante implementar un plan de monitoreo técnico mensual que evalúe la calidad del tratamiento de crudo, especialmente durante cambios estacionales que puedan afectar las condiciones del proceso.

### **Documentar resultados y extender el modelo a otros campos**

Se recomienda sistematizar los resultados obtenidos y presentar la experiencia como caso de éxito ante otras estaciones de producción, especialmente aquellas con uso intensivo de caldera, para analizar la viabilidad de replicar esta solución.

### **Actualizar las hojas de ruta de sostenibilidad corporativa**

La eliminación de la caldera implica una reducción directa en las emisiones de CO<sub>2</sub>. Por tanto, se sugiere incluir esta mejora en los reportes ambientales de la empresa, fortaleciendo su posicionamiento en materia de eficiencia energética y compromiso climático.

### **Mantener un plan de contingencia en caso de desviaciones**

Como medida preventiva, se recomienda mantener un sistema de respaldo con disponibilidad del rompedor base y acceso rápido a la caldera, en caso de que factores externos alteren la eficiencia del proceso y se requiera retornar a las condiciones originales.

## 8. BIBLIOGRAFÍA

ALVIS, Susana. Emulsiones inversas muy concentradas efecto de las variables de formulación y de proceso sobre el comportamiento reológico. Trabajo de grado (Ingeniería Química). Universidad de los Andes. 2007. Disponible en: <https://repositorio.uniandes.edu.co/server/api/core/bitstreams/c85e836a-826f-4d62-a0c0-8bba80d2a2a0/content>

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO Y GAS. Informe económico: tendencias y perspectivas del sector petróleo y gas en Colombia. Agosto 2024. Disponible en: <https://acp.com.co/portal/download/informe-economico-tendencias-y-perspectivas-del-sector-petroleo-y-gas-en-colombia/>.

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO – ACP. Estudio técnico sobre aditivos químicos en crudo pesado. Bogotá: 2022.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS – ANH. Guía ambiental para estaciones de producción petrolera. Bogotá: ANH, 2021.

ANASTAS, Paul; WARNER, John. Green Chemistry: Theory and Practice. Oxford: Oxford University Press, 1998.

CAMPETROL. Iniciativas de sostenibilidad de bienes y servicios de petróleo, gas y energía. 2024. Disponible en: <https://campetrol.org/documentos/Documento%20de%20iniciativas%202024.pdf>

CHRISTOPHER, Martin. Logistics and Supply Chain Management. 5. ed. Pearson Education, 2016.

DE-LEÓN, Nataly. Guía para la aplicación de una estrategia de mejora continua. En Ingeniería Industrial. vol.43 no.3 La Habana sept.-dic. 2022. p. 30-48. Disponible en: [http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1815-59362022000300030](http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59362022000300030)

DIAZ, Camargo Daniela Natalia. Evaluación técnico-financiera de la implementación de potenciador de separación de fases como parte de las facilidades de producción del bloque CPE-6. 2016. Disponible en: <file:///C:/Users/USUARIO/Desktop/5111654-2016-2-IP.pdf>

ECOPETROL. Mitigación de Gases Efecto Invernadero. 2023. Disponible en: [https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/sostenibilidad/noticias/cambio-climatico/mitigacion-de-gei#:~:text=Ecopetrol%20se%20comprometi%C3%B3%20a%20alcanzar,\(alcance%201%20y%202\).](https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/sostenibilidad/noticias/cambio-climatico/mitigacion-de-gei#:~:text=Ecopetrol%20se%20comprometi%C3%B3%20a%20alcanzar,(alcance%201%20y%202).)



en: [https://es.firp-ula.org/wp-content/uploads/2019/07/S853PP\\_Deshidratacion.pdf](https://es.firp-ula.org/wp-content/uploads/2019/07/S853PP_Deshidratacion.pdf)

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Ley 1715 de 2014. Bogotá: Diario Oficial, 2014.

MINENERGÍA. ¡Colombia aumentó sus reservas probadas! En petróleo alcanzó un horizonte de 7,2 años y en las de gas se advierte un cambio positivo en la tendencia de los últimos años. Bogotá. 27 de mayo de 2025. Disponible en: <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/colombia-aument%C3%B3-sus-reservas-probadas-en-petr%C3%B3leo-alcanz%C3%B3-un-horizonte-de-7-2-a%C3%B1os-y-en-las-de-gas-cambi%C3%B3-la-tendencia-de-la-ca%C3%ADda-a-tan-solo-dos-meses-quedando-en-59-a%C3%B1os/#:~:text=Colombia%20aument%C3%B3%20sus%20reservas%20probadas%20de%20petr%C3%B3leo%20en%20el%202024,superando%20la%20del%20a%C3%B1o%20anterior.>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. World Energy Outlook 2023. París: IEA Publications, 2023.

PARRA Reyes, Natalia Paola; STERLING Torres, Andersson Snyder. Estandarización del tratamiento implementado para la recuperación de crudo a partir de flujo fuera de especificaciones en la estación “A” de un campo situado en el municipio de Puerto Gaitán. Proyecto de grado. Fundación Universidad de América, Facultad de Ingenierías. Bogotá, D.C., 2020.

PÉREZ, Andrés; CALDERÓN, Wilson. Gestión técnica de aguas de producción en campos maduros. Bogotá: Ediciones ACP, 2020.

PERRY, Guillermo & LORA, Eduardo. Estrategias de manejo de los precios de los hidrocarburos en el corto y el largo plazo. Fedesarrollo. Bogotá, s.f.

POLO CONTRERAS, Diego. Análisis del proceso de Demulsificación de Crudo Pesado: Fenómenos y Mecanismos. Trabajo de grado (Ingeniería Química). Universidad de los Andes. Bogotá, s.f. Disponible en: <https://repositorio.uniandes.edu.co/server/api/core/bitstreams/575a99fa-225c-46e5-8897-e166e3380e8e/content#:~:text=Este%20m%C3%A9todo%20de%20separaci%C3%B3n%20se,crudo%20con%20un%20rendimiento%20similar.&text=y%20Tween%2080-.2.,de%20gravedad%20espec%C3%ADfica%20de%20crudo.>

RAMÍREZ, Jonathan, RINCÓN, Jenny, RODRÍGUEZ, Liz. Análisis de Exploración y Desarrollo de los Bloques CPE-1 a CPE-8 de Crudos Pesado con Implementación De Métodos De Producción En Frío En La Cuenca De Los Llanos Orientales De Colombia. Fundación Universidad de América. 2010.

RINCÓN, J.; et al. Evaluación de productos químicos para la ruptura de emulsiones a baja temperatura. Revista Petroquímica Latinoamericana, v. 14, n. 2, 2020.

SÁNCHEZ, D.; RODRÍGUEZ, L. Gerencia operacional en estaciones de tratamiento. Revista Energía y Petróleo, v. 15, n. 3, 2018.

SPEIGHT, James G. Chapter 2 - Origin and Occurrence. En: Heavy Oil Production Processes. James G. Speight, editor. Boston: Gulf Professional Publishing, 2013. p. 19-35. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-401720-7.00002-2>.

TORRES, Camilo. Evaluación del ciclo de vida de químicos en operaciones petroleras. Revista Ciencia y Técnica del Petróleo, v. 9, n. 2, 2021.

UPME. Hoja de ruta de transición energética 2021-2030. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética, 2021.

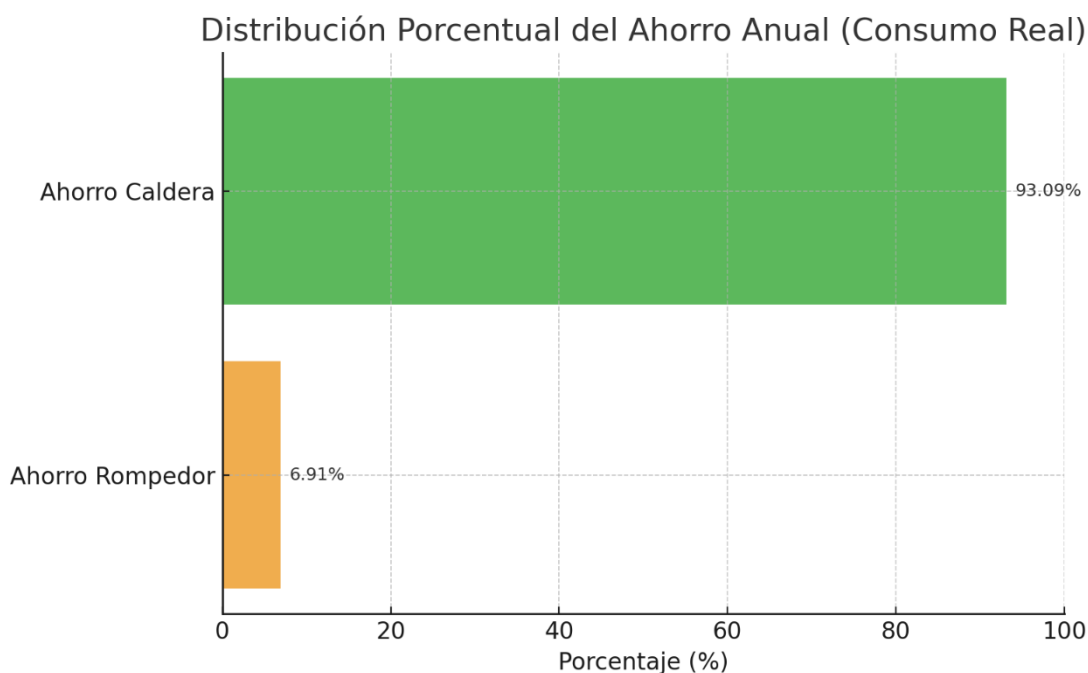
WORDPRESS. Clasificación del petróleo. Disponible en: <https://pozospetroleros.wordpress.com/clasificacion-del-petroleo/>

## ANEXOS

### Anexo A. Distribución porcentual del ahorro total

Con el fin de visualizar de manera complementaria la estructura del ahorro alcanzado en el proyecto, se incluye la siguiente gráfica, la cual presenta la proporción del ahorro generado por el cambio de producto químico frente al ahorro asociado a la eliminación de la caldera.

Figura 22. Distribución porcentual del ahorro anual (consumo real).



□ El ahorro por cambio de rompedor representa un 10% frente al costo del rompedor base.

Fuente. Propia, 2025.

Como se observa, si bien el rompedor nuevo representa un 10% de ahorro respecto al PRODUCTO A, el componente más significativo del beneficio económico corresponde al retiro de la caldera, que representa aproximadamente un 55% del total de ahorro anual logrado. Este resultado refuerza la decisión de rediseñar el sistema con un enfoque más eficiente y sostenible.

## **Anexo B. Parámetros de las pruebas de laboratorio**

- Condiciones de temperatura: 115 °F, 125 °F, 135 °F y 145 °F
- Productos evaluados: PRODUCTO B y PRODUCTO A en dosis de 300, 600, 900 y 1200 ppm
- Técnica de evaluación: separación agua-crudo y análisis centrífugo (Thief Grindout)
- Resultados documentados en el informe técnico (ver gráficos y tablas correspondientes)

### **Anexo C. Diseño experimental de la prueba de campo**

- Duración: 22 de abril a 22 de mayo
- Dosis inicial: 200 ppm
- Puntos de aplicación: Cluster CCS A-1, A-15, C-6, Manifold Antiguo y Nuevo
- Puntos de monitoreo: Tanque de surgencia, Gun Barrel A y B, Tanques 24-00C y 24-00D
- Técnica de seguimiento: BSW por centrífuga y Karl Fischer

### Anexo D. Cronograma

Tabla 9. Cronograma

Objetivos específicos o Fases (diseño investigación)	2024	2025								
	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
Plan monografía con visto bueno de director y evaluador										
Realizar pruebas de laboratorio										
Analizar los resultados obtenidos y seleccionar el rompedor directo, presentar al director del proyecto.										
Obtener la aprobación de la gerencia para la fabricación este nuevo producto.										
Presentar la empresa de hidrocarburos que prestó las instalaciones de los resultados obtenidos.										
Diseñar y ejecutar prueba de campo										
Documentar los resultados obtenidos y realizar análisis										

<b>costo-beneficio.</b>									
<b>Entregar Monografía terminada con Aval del director</b>									
<b>Sustentación Monografía</b>									

Fuente. Propia, 2025.

## Anexo E. Presupuesto

Tabla 10. Presupuesto.

<b>Rubro</b>	<b>Detalles</b>	<b>Valor Unitario *</b>	<b>Total *</b>
<b>1. Personal</b>	Estudiante investigador (12 meses)	\$2000	<b>\$24000</b>
<b>2. Papelería y útiles de escritorio</b>	(12 meses)	\$70	<b>\$840</b>
<b>3. Material bibliográfico</b>	Libros y artículos	\$500	<b>\$500</b>
<b>4. Recursos informáticos</b>	1 computador y software (12 meses)	\$500	<b>\$6000</b>
<b>5. Viajes</b>	2 salidas de campo	\$1000	<b>\$2000</b>
<b>6. Laboratorio</b>	Uso de equipos y reactivos (5 meses)	\$1000	<b>\$5000</b>
<b>7. Asesorías</b>	1 experto (3 meses)	\$5000	<b>\$15000</b>
<b>8. Capacitación</b>	Curso (2 semanas)	\$2000	<b>\$4000</b>
<b>9. Gastos imprevistos</b>		\$5000	<b>\$5000</b>
		<b>Monto total</b>	<b>\$62340</b>

\* miles de Dólares

Fuente. Propia, 2025.

