

**Evaluación de la estabilidad y Compatibilidad de los crudos componentes de la carga a la  
unidad 150 de la Gerencia Refinería Barrancabermeja de Ecopetrol S.A**

**Carlos Andrés Gutiérrez Game**

**Trabajo de Grado para optar al título de Ingeniero de procesos de refinación y  
petroquímicos**

**Director**

**Ronald Alfonso Mercado Ojeda**

**Codirector**

**Arbey Alexander Villalba Rodriguez**

**Universidad Industrial de Santander**

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas**

**Escuela de Ingeniería Química**

**Bucaramanga**

**2022**

### **Dedicatoria**

*Dedico este proyecto a toda mi familia. A Mis hijas Camila e Isabella que sepan que las metas se pueden cumplir cuando existe voluntad y que los sacrificios siempre valdrán la pena si se planean para tener un mejor futuro y así alcanzar una vejez digna.*

*Carlos Andrés Gutiérrez Game*

### **Agradecimientos**

El autor expresa sus más sinceros agradecimientos a:

*El director del proyecto Ingeniero Ronald Alfonso Mercado Ojeda por su gran aporte y oportuna orientación para la realización de este proyecto.*

*El Codirector del proyecto Arbey Alexander Villalba Rodriguez por su valioso apoyo en el desarrollo y aplicación de este proyecto.*

**Tabla de contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción	9
1. Objetivos	11
1.1 Objetivo general	11
1.2 Objetivos específicos	11
2. Marco conceptual	12
2.1 Asfaltenos	12
2.2 Análisis en estudios ASSAY	14
2.3 Densidad y gravedad API	14
2.4 Medición por hidrómetro	14
2.5 Medición por densímetro digital	15
2.6 Contenido de azufre	15
2.7 Agua	17
2.8 Punto de ebullición verdadero (TBP)	18
3. Estado del arte	22
4. Metodología	24
5. Resultados	26
5.1 Análisis de mezclas por simulación	38
6. Conclusiones	45
7. Recomendaciones	46
Referencias bibliográficas	47

**Lista de tablas**

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 1.</b> <i>Clasificación del crudo según su contenido de azufre</i>	16
<b>Tabla 2.</b> <i>Fracciones básicas de la destilación</i>	18
<b>Tabla 3.</b> <i>Caracterización de crudos blending U150</i>	26
<b>Tabla 4.</b> <i>Índice de Coking e Índice de Estabilidad</i>	28
<b>Tabla 5.</b> <i>Índices de caracterización</i>	35
<b>Tabla 6.</b> <i>Crudos que afectan la estabilidad de la mezcla liviana de la U150</i>	36
<b>Tabla 7.</b> <i>Proporciones para mezclas propuestas</i>	39
<b>Tabla 8.</b> <i>Rendimientos calculados por Hysys para las mezclas propuestas</i>	40

**Lista de Figuras**

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1.</b> <i>Estructura química de dos moléculas de asfaltenos de diferentes crudos.</i>	12
<b>Figura 2.</b> <i>Etapas del proceso de agregación y deposición de asfaltenos.</i>	13
<b>Figura 3.</b> <i>Curva típica TBP</i>	20
<b>Figura 4.</b> <i>Imágenes de estabilidad coloidal para los crudos por microscopio óptico (Olimpus BX-51)</i>	37
<b>Figura 5.</b> <i>Imágenes de los cortes de distribución de los rendimientos para las mezclas propuestas</i>	42

## Resumen

**Título:** Evaluación de la estabilidad y Compatibilidad de los crudos componentes de la carga a la unidad 150 de la Gerencia Refinería Barrancabermeja de Ecopetrol S.A.\*

**Autor:** Carlos Andrés Gutiérrez Game\*\*

**Palabras Clave:** Asfaltenos, Crudo, Estabilidad, Compatibilidad

### Descripción

La Gerencia Refinería Barrancabermeja de Ecopetrol S.A busca constantemente el mejoramiento continuo de sus procesos, como parte de esto se dio inicio a este programa académico en convenio con la Universidad Industrial de Santander UIS, desarrollándose este proyecto que propone mejorar la calidad de la carga de crudo a la unidad 150. Esto se logra a través de una evaluación de la estabilidad y compatibilidad de los crudos componentes, caracterizando de manera individual cada uno de los crudos provenientes de la estación Monterrey y Cusiana que posteriormente llegan a la refinería por oleoducto como una sola mezcla para la unidad de destilación 150.

Se realizaron los análisis de laboratorio como un Assay tipo II. obteniéndose información valiosa de la calidad de los crudos componentes de la carga con la cual se definieron aspectos relevantes derivados de esta caracterización. De esta manera se encontraron los crudos que presentan desviaciones a las características parafínicas que deben tener los crudos que llegan a esta unidad.

Luego utilizando la información obtenida del Assay se ingresaron los resultados al programa Aspen Hysys, con el objetivo de proponer una mezcla que reúna las mejores características de un crudo obteniéndose tres posibles mezclas que coinciden en el aumento del rendimiento de destilados medios y reducción de fondos aprovechando de mejor manera la carga de la unidad 150.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Director. Ronald Alfonso Mercado Ojeda. Codirector. Arbey Alexander Villalba Rodriguez

### Abstract

**Title:** Evaluation of the stability and compatibility of the crude components of the charge to unit 150 of the Barrancabermeja Refinery Management of Ecopetrol S.A \*

**Author:** Carlos Andrés Gutiérrez Game\*\*

**Key Words:** Asphaltene, Crude oil, Stability, Compatibility

#### Description:

The Management of the Barrancabermeja Refinery of Ecopetrol S.A constantly seeks the continuous improvement of its processes, as part of this, this academic program was started in agreement with the Industrial University of Santander UIS, developing this project that proposes to improve the quality of the crude oil load to unit 150. This is achieved through an evaluation of the stability and compatibility of the component crudes, individually characterizing each of the crudes coming from the Monterrey and Cusiana stations that later arrive at the refinery by pipeline as a single unit mixture for distillation unit 150.

Laboratory analyzes were performed as a Type II Assay. obtaining valuable information on the quality of the crude components of the load with which relevant aspects derived from this characterization were defined. In this way, the crudes that present deviations to the paraffinic characteristics that the crudes that arrive at this unit should have were found.

Then, using the information obtained from the Assay, the results were entered into the Aspen Hysys program, with the aim of proposing a mixture that brings together the best characteristics of a crude oil, obtaining three possible mixtures that coincide in increasing the yield of middle distillates and reducing funds, taking advantage of in a better way the load of the unit 150.

---

\* Graduate work

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering. School of Chemical Engineering. Director. Ronald Alfonso Mercado Ojeda. Co-director. Arbey Alexander Villalba Rodriguez

## Introducción

Los asfaltenos se definen generalmente como una fracción no volátil del petróleo insoluble en *n*-heptano o *n*-pentano, pero soluble en tolueno. Son considerados el componente con menor valor del petróleo, su presencia hace difícil su transporte y refinación pues causa diferentes problemas en las unidades de destilación como taponamiento de equipos, depósitos en líneas, disminución de la producción de destilados medios como gasolina, jet y ACPM. Esto se debe a su resistencia a la conversión lo cual propicia la formación de coque en los procesos de craqueo desactivando los catalizadores, además de ser un problema fisicoquímico, puesto que los depósitos se deben a la inestabilidad coloidal de los asfaltenos.

El Índice de Coking es un indicador de la tendencia del crudo o carga a producir coque y fenómenos de ensuciamiento. Está relacionado con el efecto de la concentración de Asfaltenos respecto a la concentración de Resinas. Por comparación de 2–3 crudos (Pesados, Medios o Livianos) el crudo con mayor Índice de Coking significa que el crudo es altamente precursor de Coque y de Fondos y las Fracciones son de “pobre” calidad”, muy aromáticas. El Índice de Estabilidad es la relación asfaltenos/resinas y es popular y ampliamente utilizada porque los asfaltenos y las resinas forman la parte no volátil del petróleo y por lo tanto se miden con precisión. Esta relación tiene sentido ya que las resinas son los peptizantes naturales del petróleo y mantienen a los asfaltenos en solución.

En este punto del proceso de refinación, la Gerencia Refinería Barrancabermeja GRB cuenta con la unidad de destilación U150 (en adelante unidad 150) en la cual se procesa crudo de característica liviana (The International Council on Clean Transportation, 2011), por su bajo contenido de azufre y valor de gravedad API. Este crudo está compuesto por una mezcla de

aproximadamente 10 crudos que llegan en carro tanques a la estación Monterrey y son mezclados en un tanque donde se almacena y posteriormente es enviado por oleoducto a la GRB para su refinación en la Unidad 150. Surge entonces la pregunta: ¿Qué tan estable y compatible es esta mezcla de crudo que llega a la unidad U150?

Este trabajo busca caracterizar los componentes de la mezcla liviana para determinar su estabilidad individual y como podría afectar la estabilidad de la carga en la unidad 150. El objetivo es entonces poder establecer una mezcla con las características fisicoquímicas adecuadas que minimice los problemas de taponamiento e incrustaciones en los equipos de la unidad.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo general**

Evaluar la estabilidad y compatibilidad de los crudos componentes de la carga a la Unidad 150 de la Gerencia Refinería Barrancabermeja de Ecopetrol S.A

### **1.2 Objetivos específicos**

Evaluar la estabilidad de los crudos que componen la carga de la Unidad 150 de la Gerencia Refinería Barrancabermeja de Ecopetrol S.A y priorizarlos con base al impacto en su estabilidad.

Proponer mezclas estables y compatibles de los crudos priorizados anteriormente que permitan mejorar la calidad de la carga a la U150 de la GRB de Ecopetrol S.A y establecer el impacto operacional en rendimiento de productos del plan implementado con base en la simulación del comportamiento de las mezclas propuestas en el modelo de la Unidad 150 con el software comercial ASPEN HYSYS.

## 2. Marco conceptual

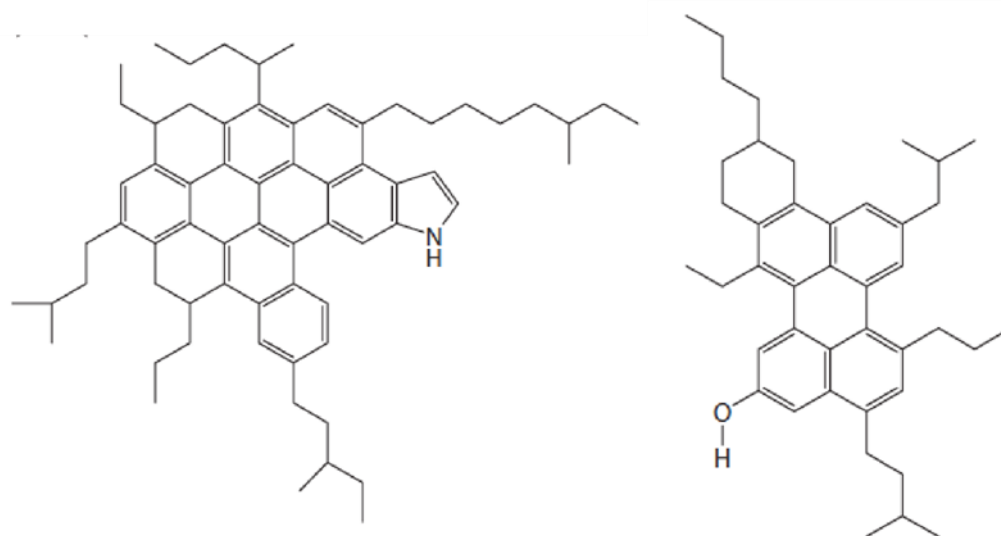
### 2.1 Asfaltenos

Los asfaltenos se definen como la fracción del crudo soluble en compuestos aromáticos como el benceno o tolueno e insoluble en compuestos alifáticos de cadenas cortas como el n-pentano o n-heptano. Su estructura consiste en moléculas formadas por anillos aromáticos condensados y cadenas alquílicas laterales con heteroátomos (S, N, O) presentes en muchas de las estructuras cíclicas (H A , F J , & K , 1989) (J G , 2004) (Oliver C , 2011)

Se presume que los asfaltenos se encuentran en suspensión coloidal en el petróleo, debido a que la superficie de las partículas asfálticas, dispersa en una fase continua como el aceite, se encuentra totalmente rodeada de resinas (Jill S , 1996).

#### Figura 1.

*Estructura química de dos moléculas de asfaltenos de diferentes crudos.*



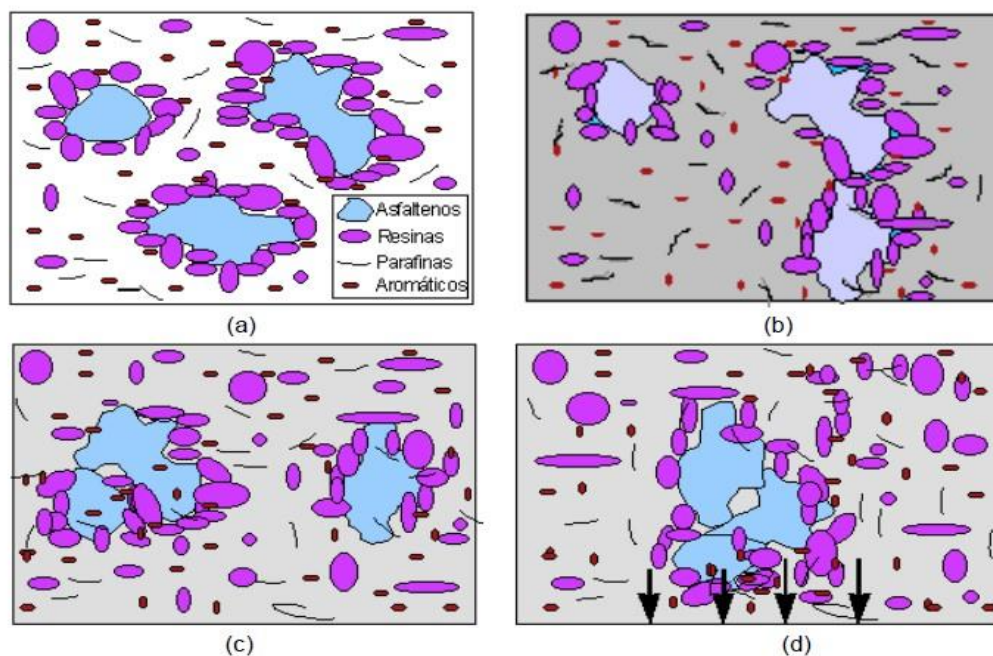
Nota: (Oliver C , 2011)

La estructura de las moléculas de asfaltenos (Figura 1), muestra que son hidrocarburos con partes polares dadas por anillos aromáticos, grupos funcionales y partes apolares constituidas por cadenas alifáticas; lo cual permite que estas moléculas presenten dualidad polar-apolar dándole propiedades interfaciales (Oliver C , 2011) (Alayon , 2004)

Las resinas cumplen un papel importante en este sistema, mantienen la estabilidad, peptizando las moléculas de asfaltenos e impidiendo que las partículas interactúen entre ellas y, en consecuencia, formen agregados que luego se precipitan y dan lugar al fenómeno de deposición orgánica (Figura 2). Esto sucede ya sea por la agregación de una solución iónica o la perturbación en el pozo durante la extracción y se incrementa con el cizallamiento durante el transporte por los oleoductos (J F , L , F, J-L , I, & R , 2001) (Pierre , Barre , Pina , & M , 2004)

### Figura 2.

*Etapas del proceso de agregación y deposición de asfaltenos.*



Nota: (Eslava , 2000)

## **2.2 Análisis en estudios ASSAY (Villalba , 2020)**

Las pruebas de ensayo para determinar la calidad de crudos y evaluar las características de refinado se dividen en dos; los primeros análisis son de inspección los cuales se realizan para determinar propiedades básicas del crudo (API, azufre, viscosidad, sal, TAN, BSW) y el segundo es un análisis detallado donde se determina la idoneidad para el uso o mezcla con otros crudos (Destilación, pruebas de metales, haluros orgánicos, destilación simulada, SARA, PIANO) estos resultados pueden determinar variables críticas para la operación y rendimiento de productos.

## **2.3 Densidad y gravedad API**

La determinación de la densidad o gravedad API es necesaria para la conversión de los volúmenes medidos a volúmenes a la temperatura estándar de 15°C o 60°F. La densidad es una propiedad que utilizada conjuntamente con otras propiedades se usa para caracterizar la calidad de los crudos. Su determinación se puede realizar por hidrómetro o mediante el uso de un densímetro digital.

## **2.4 Medición por hidrómetro**

Para la determinación de la gravedad API, densidad o densidad relativa por hidrómetro se usa el método ASTM D1298. La muestra se coloca en un cilindro de medición, se introduce el hidrómetro apropiado al valor esperado y se deja asentar, después de alcanzar el equilibrio de

temperatura se lee la escala del hidrómetro. Si es necesario el cilindro y su contenido se colocan en un baño de temperatura constante para evitar la variación de temperatura durante la prueba.

## **2.5 Medición por densímetro digital**

Muchos laboratorios actualmente utilizan un método instrumental en lugar de hidrómetro, este método requiere muestras más pequeñas.

Para la determinación por densímetro digital se usa el método ASTM D5002. Se introduce aproximadamente 0.7 mL de muestra de crudo en el tubo de prueba oscilante y el cambio en la frecuencia de oscilación causado por el cambio en la masa del tubo se usa junto con los datos de calibración para determinar la densidad de la muestra.

## **2.6 Contenido de azufre**

El contenido de azufre de un crudo puede variar de menos de 0,1 a más de 5 por ciento en masa, es uno de los parámetros más importantes calidad. Los compuestos de azufre son algunos de los contaminantes más frecuentes en los crudos. Contribuyen a la corrosión de equipos de refinería y envenenamiento de catalizadores, causan corrosividad en productos refinados, y contribuyen a la contaminación ambiental a través de óxidos de azufre procedentes de la combustión de productos combustibles.

El contenido de azufre se ha convertido en un determinante del precio del crudo pues mientras mayor contenido de azufre exista mayor será los costos de refinación y por consiguiente

menor será su precio. La Tabla 1, muestra la clasificación del petróleo de acuerdo con el contenido de azufre.

**Tabla 1.**

*Clasificación del crudo según su contenido de azufre*

<b>Clasificación del crudo</b>	<b>Rango de Azufre (%W)</b>
<b>Liviano Dulce</b>	0 - 0,5
<b>Liviano Amargo</b>	> 0,5
<b>Medio Dulce</b>	0 – 1,1
<b>Medio Agrio</b>	> 1,1
<b>Pesado Dulce (API 10° - 26°)</b>	0 – 1,1
<b>Pesado Agrio (API 10° - 26°)</b>	> 1,1

El azufre puede estar presentes en todo el intervalo de ebullición del petróleo crudo, aunque, por regla general, es más abundantes en las fracciones más pesadas. En algunos crudos, el azufre es térmicamente reactivo los compuestos pueden descomponerse al ser calentados para producir sulfuro de hidrógeno, que es altamente tóxico y muy corrosivo.

La determinación del contenido de azufre se realiza por dos técnicas instrumentales la ASTM D2622: Método de prueba para Azufre en productos petrolíferos por espectrometría de rayos X de onda dispersiva (WDFRX) y la ASTM D4294: Método de prueba para el azufre en productos petrolíferos por Espectroscopia de Fluorescencia de Rayos X de Dispersión de Energía (EDFRX).

La muestra es irradiada por una fuente (tubo) de rayos X. La radiación característica resultante se mide y el conteo acumulado se compara con los conteos de muestras de calibración previamente preparadas para obtener una concentración de Azufre en % masa o en mg/kg.

## 2.7 Agua

Las técnicas generalmente usadas para medir el contenido de agua son la titulación potenciométrica ASTM D4377: Método de prueba para el agua en aceites crudos por Titulación potenciométrica de Karl Fischer, o la valoración coulométrica ASTM D4928: Método de ensayo para Agua en Aceites Crudos por Titulación Coulométrica Karl Fischer.

También puede ser determinada por el método de destilación ASTM D4006: Método de ensayo para el agua en petróleo crudo por destilación donde, el crudo se calienta en reflujo con un solvente inmiscible con el agua. El solvente y el agua destilados se condensan y se reciben en una trampa que retiene el agua y permite que el solvente retorne al sistema.

El agua también puede ser determinada por centrifugación ASTM D4007: Método de prueba para agua y sedimentos en petróleo crudo por el método de centrifuga. Pero la cantidad de agua detectada es casi invariablemente inferior al contenido real de agua. Esto se debe generalmente a que la interfaz entre el agua libre y el agua emulsionada no están totalmente separadas. El método de centrifugación se usa cuando existen porcentajes superiores al 2% en peso.

Para las titulaciones potenciométricas, se homogeniza el crudo con un mezclador, se disuelve una alícuota del crudo en un solvente y se titula hasta el punto final electrométrico utilizando el reactivo Karl Fischer.

## 2.8 Punto de ebullición verdadero (TBP)

Además de todas las pruebas realizadas al crudo como parte de un Assay de inspección, se requiere un ensayo completo o full Assay, es necesario el petróleo crudo se destile fraccionadamente y las fracciones sean caracterizadas por ensayos apropiados. Esta caracterización es necesaria para que el refinador pueda evaluar la calidad de los productos recuperables de un determinado crudo y para determinar si ese grupo de productos satisface económicamente el mercado. Las diez fracciones presentadas en la Tabla 2 proporcionan la base para una evaluación moderadamente minuciosa.

**Tabla 2.**

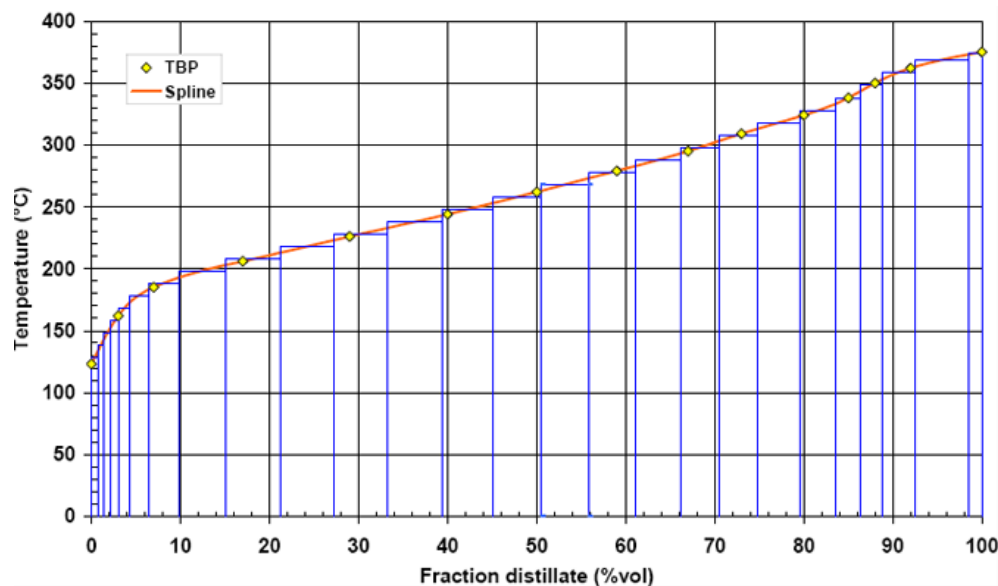
*Fracciones básicas de la destilación*

FRACCCION	PRODUCTO
C2-C4	Gas
C5-79 °C	Nafta ligera
79-121 °C	Nafta media
121-191 °C	Nafta pesada
191-277 °C	Keroseno
277-343 °C	Destilado combustible (Diesel)
343-455 °C	Gasóleo de vacío ligero (LVGO)
455-566 °C	Gasóleo de vacío pesado (HVGO)
343 °C+	Residuo atmosférico
566 °C+	Residuo de vacío

Comúnmente, se necesitan de 5 a 50 L de crudo para un ensayo exhaustivo, dependiendo del número de cortes y las pruebas a realizar en las fracciones.

El fraccionamiento del crudo comienza con una destilación de punto de ebullición verdadero (TBP) usando una columna de fraccionamiento que tiene una eficiencia de 14-18 platos teóricos y operados a una relación de reflujo de 5: 1. El ASTM D2892: Método de ensayo para la destilación de Petróleo Crudo (15-Columna de Placa Teórica) detalla los procedimientos para la producción de una fracción de gas licuado, varios cortes de destilado y un residuo atmosférico. La destilación puede utilizarse para todas las fracciones hasta un punto de corte máximo de aproximadamente 400 °C temperatura equivalente atmosférica (AET) siempre que se utilice una presión reducida para evitar craqueo. La cantidad de muestra a destilar dependerá del número de cortes a realizar y del volumen necesario para los análisis posteriores de cada fracción.

La masa y la densidad de cada corte o fracción se obtienen y los rendimientos de destilación en masa se calculan a partir de la masa de todas las fracciones, incluyendo el corte de gas licuado y el residuo. Los rendimientos de destilación en volumen de todas las fracciones y el residuo se calculan a partir de la masa y la densidad. A partir de estos datos, se construyen las curvas correspondientes a TBP en porcentaje de masa o volumen, o ambos, frente al AET. El método no indica temperaturas de punto de corte específicas, estas deberán ser acordadas por las partes interesadas antes de comenzar la destilación. Las fracciones producidas pueden ser analizadas como productos o combinadas para producir muestras específicas para estudios e ingeniería y evaluación de la calidad del producto.

**Figura 3.***Curva típica TBP*

Más allá de un AET de 400 °C, es necesario, para continuar la destilación, manejar presiones aún más reducidas bajo condiciones que proporcionan aproximadamente un fraccionamiento de un plato teórico. El ASTM D5236: Método de ensayo para la destilación de mezclas de hidrocarburos pesados (Método de Vacío Potstill) permite que la destilación se continúe hasta una temperatura de aproximadamente 565 °C AET a una presión de 0,013 kPa. En este método de ensayo se detalla los procedimientos para la producción de fracciones destiladas en el gasóleo y en el rango del aceite lubricante, así como la producción de residuos estándar y prevé la determinación de las curvas de destilación al más alto AET posible por destilación convencional.

Al graficar los datos de punto de ebullición de ASTM D2892 y D5236 en una única curva continua, habrá un desplazamiento en el punto de conmutación entre los dos conjuntos de datos. Varios factores son responsables de este desajuste. En primer lugar, ASTM D2892 utiliza una

columna de placa de 15 platos teóricos, mientras que la ASTM D5236 utiliza una columna de 1 plato teórico. Esto afecta la eficiencia de separación de los dos métodos. Además, la "superposición" en cada punto de corte para ASTM D2892 es sólo aproximadamente 15-20 °C, mientras que para ASTM D5236, la superposición puede ser de 50-70°C.

### 3. Estado del arte

Como parte importante del conocimiento de los crudos que la refinería utiliza para obtener sus productos, está saber si ésta mezcla será estable y compatible, si es posible obtener el mejor rendimiento y si estos crudos pueden afectar equipos y períodos de mantenimiento por presencia de incrustaciones o asfaltenos.

En la Gerencia Refinería de Barrancabermeja GRB, se ha tenido un primer acercamiento a este conocimiento de los crudos componentes de las cargas a las cinco unidades de destilación primaria en el informe técnico (Gonzalez , 2021), presentado por la Coordinación Integridad Técnica en el año 2021. Se detectó mediante pruebas de laboratorio específicas un comportamiento de inestabilidad muy frecuente en los crudos recibidos en la refinería, entre ellos la mezcla parafínica conocida como mezcla Cusiana la cual constituye más del 80% de la carga de la Unidad 150, objeto de este estudio.

A nivel latinoamericano se desarrolló en el año 2014 un trabajo de investigación (Almora , 2014) en la Universidad Nacional de Ingeniería de Perú donde resaltan la importancia del conocimiento y análisis del comportamiento del petróleo crudo a través de los procesos de transporte, almacenamiento y refinación para la optimización y mejora de los procesos. En este estudio se determinaron criterios de compatibilidad y parámetros de estabilidad para las mezclas de crudos de distintos orígenes y en diversas proporciones para evitar la generación de mezclas inestables y la consiguiente precipitación de asfaltenos.

Los casos anteriores corresponden a crudos o mezclas de crudos presentes en las refinerías, los cuales se someten a análisis y caracterización para evaluar su estabilidad. Sin embargo, es igualmente importante caracterizar el fluido en la etapa inicial de producción de un

yacimiento como ha sido sugerido por Ariza y colaboradores (Ariza Leon , 2011), quienes evaluaron el crudo del campo Colorado en Santander (Colombia), para conocer los problemas potenciales de precipitación y depositación de sólidos orgánicos.

El desarrollo de este proyecto le permitirá a la GRB contar con información actualizada de la caracterización de los crudos componentes de la Unidad 150 o mezcla liviana que permita conocer cuál o cuáles de estos crudos están ocasionando problemas de estabilidad e igualmente estudiar su compatibilidad para la carga de dicha unidad.

#### 4. Metodología

<b>OBJETIVO GENERAL</b>	<b>OBJETIVOS ESPECÍFICOS</b>	<b>ACTIVIDADES QUE ASEGURAN EL CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS</b>
Evaluar la estabilidad y compatibilidad de los crudos componentes de la carga a la Unidad 150 de la Gerencia Refinería Barrancabermeja de Ecopetrol S.A	Evaluar la estabilidad de los crudos que componen la carga de la Unidad de la Gerencia Refinería de Barrancabermeja de Ecopetrol S.A y priorizarlos con base al impacto en su estabilidad.	<p>Realizar análisis de Gravedad API ASTM D5002</p> <p>Realizar análisis de contenido de Sal en crudo ASTM D3230</p> <p>Realizar análisis de Numero de ácido ASTM D664</p> <p>Realizar análisis de Azufre ASTM D4294</p> <p>Realizar análisis SARA IP469 IATROSKAN MK-6</p> <p>Realizar análisis de agua en crudo ASTM D4377</p> <p>Realizar análisis de destilación simulada en crudo ASTM D7169</p> <p>Realizar evaluación de estabilidad coloidal por microscopio óptico BX51. Cámara Olympus DP73, objetivo UPLFLN 60x/0.9.</p> <p>Realizar cálculo del índice de estabilidad e índice de coking en base a los resultados del análisis SARA</p>

<b>OBJETIVO GENERAL</b>	<b>OBJETIVOS ESPECÍFICOS</b>	<b>ACTIVIDADES QUE ASEGURAN EL CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS</b>
	<p>Proponer mezclas estables y compatibles de los crudos priorizados anteriormente que permitan mejorar la calidad de la carga a la U150 de la GRB de Ecopetrol S.A y establecer el impacto operacional en rendimiento de productos del plan implementado con base en la simulación del comportamiento de las mezclas propuestas en el modelo de la Unidad 150 con el software comercial ASPEN HYSYS</p>	<p>Definir las proporciones de mezcla a utilizar según cantidad y disponibilidad de los componentes</p> <p>Realizar las mezclas a las proporciones definidas</p> <p>Caracterizar las mezclas realizadas</p> <p>Elegir la mezcla que presente mejores resultados y que sea viable teniendo en cuenta factores como riesgo, costos, ahorros</p> <p>Evaluar la posibilidad de implementar la mezcla a una mayor escala</p> <p>Definir el impacto operacional que genera la implementación de la mezcla elegida basado en los resultados obtenidos en la simulación de la mezcla</p>

## 5. Resultados

A continuación, en la Tabla 3 se muestra los resultados de los análisis realizados a las muestras de los crudos Perenco 08, Aguas Blancas, Mariposa, Andina 18, Capachos, Indico, Cusiana y Floreña. Para su caracterización, las muestras fueron tomadas en los puntos de descargadero de la estación Monterey y Cusiana y se recibieron en el laboratorio de la GRB.

También se realizaron análisis a la muestra de crudo importado WTI LIGHT que llega al laboratorio de la GRB y que hace parte de la composición del blending de crudo que recibe la Unidad 150, teniendo de esta manera la caracterización de los nueve crudos que componen la mezcla liviana.

**Tabla 3.**

*Caracterización de crudos blending U150*

Análisis	Perenco 08	Aguas Blancas	Mariposa	Andina 18	Capachos	Indico	Cusiana	Floreña	WTI Light
API (Grados API)	32,6	35,5	34,6	34,8	32,7	34,6	47,7	52,3	43,7
Agua (mL/100mL)	0,23	0,14	0,04	0,05	0,02	0,02	0,02	0,01	0,04
Sal (Lb/kB)	1,2	0,9	0,5	0,7	0,9	0,4	0,2	0,2	1,4
Azufre (g/100g)	0,1684	0,0422	0,0858	0,223	0,5849	0,0572	0,149	0,0173	0,2263

Análisis	Perenco	Aguas	Mariposa	Andina	Capachos	Indico	Cusiana	Floreña	WTI
	08	Blancas		18					Light
TAN (mg KOH/g)	0,11	0,115	0,01	0,1	0,253	0,064	0,04	0,027	0,07
Saturados (%)	50,79	42,23	44,9	47,96	37,8	59	70,76	73,82	66,31
Aromáticos (%)	42,63	35,19	32,36	37,19	43,47	26,64	19,95	18,87	23,13
Resinas (%)	5,84	21,47	21,58	12,1	13,69	11	9,26	7,3	10,54
Asfaltenos (%)	0,74	1,11	1,07	2,75	5,04	0,36	0,03	0,01	0,02
Micro carbón (g/100g)	1,63	1,73	2,76	3,38	5,52	0,71	0,43	0,03	0,03
Viscosidad 30°C (mm <sup>2</sup> /s)	10,8	11,5	5,704	3,27	2,6	2,79	1,53	1,22	2,06
Estabilidad Coloidal	Estable	Estable	Estable	Inestable	Inestable	Inestable	Estable	Estable	Estable
IBP (°C)	63,2	33,6	34,8	64,7	34,6	33,2	32,7	30,6	32,5
5% (°C)	128,1	88,3	95,6	116	73,8	74,9	51,7	34,5	67,4
10% (°C)	170,6	109,3	124,3	146,9	96,1	96,4	67,1	53,2	85,5
20% (°C)	230,5	160,9	175,7	195,2	142,2	140,9	94,7	59,2	114,1
30% (°C)	272	218,3	224,1	235,6	190,7	179,5	128	78,3	149,6
40% (°C)	314,7	269,1	262,3	274,8	238,3	217,5	162,3	103,5	187,2
50% (°C)	356,6	316,6	302,5	315,7	298,3	256,2	199,9	136	231,4
60% (°C)	402,4	368,2	355	360,3	361,2	300,1	238,7	174	278,1
70% (°C)	470	422,3	412,4	411,8	425	356,2	296	221,9	330,3
80% (°C)	554,4	482,7	486,9	470,9	495,5	432,2	368,3	276,3	399,5

Análisis	Perenco 08	Aguas Blancas	Mariposa	Andina 18	Capachos	Indico	Cusiana	Floreña	WTI Light
90% (°C)	643,3	568	577,9	565,6	583,8	550,6	477,5	352,8	486,4
95% (°C)	689,3	627,4	636,3	646,6	636,3	629,8	549,7	432	554,9
FBP (°C)	718,4	707,1	719,1	727,5	704,4	731,6	653,2	551,7	683,3

En la Tabla 4, se presenta los resultados para cálculo del índice de Estabilidad e índice de coking con base en los resultados del análisis SARA.

El índice de coking resulta de aplicar la relación  $[(R+As)/(R/As)]$  y el índice de estabilidad la relación  $(As/R)$ , donde R son las Resinas y As los asfaltenos encontrados en el análisis SARA. Adicionalmente, Asomaning y Watkinson (Asomaning & Watkinson , 2000) reportaron que si la relación  $As/R$  en el índice de estabilidad es menor a 0.35, el petróleo crudo será estable.

**Tabla 4.**

*Índice de Coking e Índice de Estabilidad*

Índice	Perenco 08	Aguas Blancas	Mariposa	Andina 18	Capachos	Indico	Cusiana	Floreña	WTI Light
Coking	0,83	1,17	1,12	3,38	6,90	0,37	0,03	0,01	0,02
Estabilidad	0,127	0,052	0,050	0,227	0,368	0,033	0,003	0,001	0,002

El crudo Perenco según su ICBM se clasifica como crudo parafínico, donde predominan las especies saturadas. El índice de parafinidad (IPAR=1.19, ver Tabla 5) muestra que, en el grupo de los crudos componentes de la mezcla, es uno de los que menos contenido de hidrocarburos parafínicos tiene, pues al comparar su valor de 1.19 con el valor de 3.91 de un crudo totalmente parafínico como el Floreña, se observa que tiene un índice menor. Su índice de coking (0,83) indica que es un hidrocarburo cuya tendencia a producir coque y fenómenos de ensuciamiento es baja. De acuerdo con su índice de estabilidad química (0.127), se considera como un crudo estable, lo cual es confirmado al microscopio (Figura 4), donde se determina su estabilidad física. Por su bajo contenido de azufre, se clasifica como crudo liviano dulce y su baja acidez indica mínimos efectos corrosivos por su procesamiento. Al procesar los resultados de su destilación (Villalba, Herramienta matemática que permite cuantificar los rendimientos del crudo., 2020), se establece que el crudo Perenco es un precursor de productos medios (como Jet y Diesel) con un rendimiento del 37.5% en volumen de dichos hidrocarburos. Su realización a productos livianos (Nafta) es relativamente baja con un 15% en volumen, mientras que su rendimiento volumétrico en productos de carga a unidades de vacío (gasóleos) es de 28% y su residuo final de fondos es del 20% en volumen.

El crudo Aguas Blancas según su ICBM (Tabla 5), se clasifica como crudo parafínico, donde predominan las especies parafínicas. Sin embargo, el índice de parafinidad (IPAR=1.20) muestra que junto con el crudo Perenco, es uno de los que menos contenido de hidrocarburos parafínicos tiene. Por su parte, el índice de coking (1,17) indica que es un hidrocarburo cuya tendencia a producir coque y fenómenos de ensuciamiento es baja, sin embargo, es más alta que la del crudo Perenco. De acuerdo con su índice de estabilidad química se considera como un crudo estable, lo cual es confirmado al microscopio (Figura 4), donde se determina su estabilidad

física. Por su bajo contenido de azufre se clasifica como crudo liviano dulce y su baja acidez indica mínimos efectos corrosivos para su procesamiento. Al analizar los resultados de su destilación, se establece que el crudo Aguas Blancas en sus destilados atmosféricos tendrá un rendimiento de 34.5% en volumen de productos medios (Jet y Diesel) y de productos livianos (Nafta) es de 26.3% en volumen. Esto es un rendimiento aceptable, considerando su naturaleza parafínica. Su rendimiento volumétrico en productos de carga a unidades de vacío (gasóleos) es de 27,3% y su residuo final de fondos es relativamente bajo con 11.9% en volumen.

El crudo Mariposa según su ICBM (ver Tabla 5), se clasifica como crudo igualmente parafínico, donde predominan las especies saturadas. El índice de parafinidad (IPAR) muestra que su contenido de hidrocarburos parafínicos es más alto que los crudos Perenco y Aguas claras. Su índice de coking (1,12) indica que es un hidrocarburo cuya tendencia a producir coque y fenómenos de ensuciamiento es baja, sin embargo, bajo ciertas condiciones de conversión, puede tener tendencia a estos procesos. De acuerdo con su índice de estabilidad química se considera como un crudo estable, lo cual es confirmado al microscopio (Figura 4), donde se determina su estabilidad física. Por su bajo contenido de azufre, se clasifica como crudo liviano dulce y su baja acidez indica mínimos efectos corrosivos por su procesamiento. Al analizar los resultados de su destilación, se establece que el crudo Mariposa en sus destilados atmosféricos tendrá un rendimiento de 37.3% en volumen de productos medios (Jet y Diesel) y de productos livianos (Nafta) es de 25.5% en volumen. Esto es un rendimiento aceptable considerando su naturaleza parafínica. Su rendimiento volumétrico en productos de carga a unidades de vacío (gasóleos) es de 24,6% y su residuo final de fondos es relativamente bajo con 12.6% en volumen.

El crudo Andina 18 se clasifica como crudo parafínico según su ICBM de 26.1 (ver Tabla 5), donde predominan las especies parafínicas. A pesar de esto, el índice de parafinidad (IPAR) muestra que su contenido de especies parafínicas es bajo (muy similar al del crudo Aguas Blancas). Su índice de coking (3,38), indica que es un hidrocarburo que tiene tendencia a producir coque y fenómenos de ensuciamiento. De acuerdo con su índice de estabilidad química se considera como un crudo estable, pero su valor cercano al límite de meta estabilidad, muestra que es un hidrocarburo propenso a la inestabilidad, lo cual es confirmado al microscopio (Figura 4), donde se puede verificar su inestabilidad física (presencia de especies precipitadas). Por su bajo contenido de azufre, se clasifica como crudo liviano dulce y su baja acidez indica mínimos efectos corrosivos por su procesamiento. Al analizar los resultados de su destilación, se establece que el crudo Andina18 es un precursor de destilados medios (Jet y Diesel) con un rendimiento volumétrico de 41%, pero un bajo rendimiento de productos livianos (Nafta) con un 21.3% en volumen, valor acorde a su IPAR. Su rendimiento volumétrico en productos de carga a unidades de vacío (gasóleos) es de 26,3% y su residuo final de fondos es bajo con 11.4% en volumen.

El crudo Capachos se clasifica como crudo Nafténico según su ICBM (Tabla 5), donde predominan las especies de base intermedia, con mezcla de hidrocarburos parafínicos, nafténicos, naftenos y aromáticos. El índice de parafinidad (IPAR) es el más bajo de todo el grupo de crudos, evidenciando su bajo contenido de especies parafínicas. Su índice de coking (6,90), indica que es un hidrocarburo que en su realización producirá coque y fenómenos de ensuciamiento. De acuerdo con su índice de estabilidad química, se considera como un crudo inestable, lo cual es confirmado al microscopio (ver Figura 4), donde se observan compuestos precipitados que evidencian su inestabilidad física. Por su contenido de azufre se clasifica como crudo liviano amargo y su baja acidez indica mínimos efectos corrosivos por su procesamiento.

Al analizar los resultados de su destilación, se establece que el crudo Capachos tiene un rendimiento de destilados medios (Jet y Diesel) según su naturaleza, con un rendimiento volumétrico de 30.5%, pero un rendimiento de productos livianos relativamente bueno (Nafta) con un 31.7% en volumen. Su rendimiento volumétrico en productos de carga a unidades de vacío (gasóleos) es de 23,9% y su residuo final de fondos alto con 13.9% en volumen.

El crudo Índico se clasifica como crudo Nafténico según su ICBM (Tabla 5), donde predominan las especies de base intermedia, con mezcla de hidrocarburos parafínicos, nafténicos, naftenos y aromáticos. El índice de parafinidad (IPAR) muestra que su contenido de especies parafínicas es alto. Su índice de coking (0,37) indica que es un hidrocarburo que en su realización no producirá coque y fenómenos de ensuciamiento. De acuerdo con su índice de estabilidad química, se considera como un crudo estable. Sin embargo, al observar su estabilidad física en el microscopio (Ver Figura 4), se observa precipitación de asfaltenos, el cual es un fenómeno que lo clasifica como inestable. Por su contenido de azufre, se clasifica como crudo liviano dulce y su baja acidez indica mínimos efectos corrosivos por su procesamiento. Al analizar los resultados de su destilación, se establece que el crudo Indico tiene un rendimiento de destilados medios (Jet y Diesel) de 36.7% en volumen, además tiene un rendimiento de productos livianos (Nafta) de 35.6% en volumen. Su rendimiento volumétrico en productos de carga a unidades de vacío (gasóleos) es de 17,7% y su residuo final de fondos es bajo con 10% en volumen.

El crudo Cusiana se clasifica como crudo parafínico según su ICBM (Tabla 5), donde predominan los hidrocarburos parafínicos, con un alto contenido de normal parafina. El índice de parafinidad (IPAR) es alto, lo que confirma que mayoritariamente predominan el contenido de especies parafínicas. Su índice de coking (0,03) indica que es un hidrocarburo que en su

realización no producirá coque, ni fenómenos de ensuciamiento. De acuerdo con su índice de estabilidad química, se considera como un crudo estable, lo cual se confirma al realizar su estabilidad física en el microscopio (ver Figura 4). Por su contenido de azufre, se clasifica como crudo liviano dulce y su baja acidez indica mínimos efectos corrosivos por su procesamiento. Al analizar los resultados de su destilación, se establece que el crudo Cusiana tiene un alto rendimiento de destilados livianos (Nafta), con un rendimiento de 50.3% en volumen, además es un buen precursor de destilados atmosféricos medios (Jet y Diesel) con un 30% en volumen. Su rendimiento volumétrico en productos de carga a unidades de vacío (gasóleos) es de 14,8% y su residuo final de fondos es muy bajo con 4.9% en volumen.

El crudo Floreña según su ICBM se clasifica como crudo parafínico, donde predominan los hidrocarburos saturados, con un alto contenido de normal parafina. El índice de parafinidad (IPAR) es alto (ver Tabla 5), lo que confirma que predomina el contenido de especies parafínicas. Su índice de coking (0,01) indica que es un hidrocarburo que durante su conversión no producirá coque ni fenómenos de ensuciamiento. De acuerdo con su índice de estabilidad química se considera como un crudo estable, al realizar su estabilidad física en el microscopio (ver Figura 4), se confirma la estabilidad coloidal. Por su contenido de azufre, se clasifica como crudo liviano dulce y su baja acidez indica mínimos efectos corrosivos por su procesamiento. Al analizar los resultados de su destilación, se establece que el crudo Cusiana tiene un alto rendimiento de destilados livianos (Nafta) con un valor de 66% en volumen, además es un buen precursor de destilados atmosféricos medios (Jet y Diesel) con un 25.5% en volumen. Su rendimiento volumétrico en productos de carga a unidades de vacío (gasóleos) es de 8,3% y su residuo final de fondos es muy bajo con 0.2% en volumen.

Finalmente, el crudo WTI Light se clasifica como crudo parafínico según su ICBM (ver Tabla 5), donde predomina un alto contenido de normal parafina. El índice de parafinidad (IPAR) también es alto, lo que nos confirma que predominan compuestos parafínicos. Su índice de coking (0,02) indica que es un hidrocarburo que durante su realización no producirá coque ni fenómenos de ensuciamiento. De acuerdo con su índice de estabilidad química, se considera como un crudo estable, lo cual se comprueba al realizar su observación bajo el microscopio (ver Figura 4), por su contenido de azufre se clasifica como crudo liviano dulce y su baja acidez indica mínimos efectos corrosivos por su procesamiento. Al analizar los resultados de su destilación, se establece que el crudo WTI Light tiene un alto rendimiento de destilados livianos (Nafta), con un valor de 42.7% en volumen, además es un precursor alto de destilados atmosféricos medios (Jet y Diesel) con un 33.5% en volumen. Su rendimiento volumétrico en productos de carga a unidades de vacío (gasóleos) es de 19% y su residuo final de fondos es muy bajo con 4.9% en volumen.

Igualmente, en la Tabla 5 se presentan los resultados de los índices de caracterización: Índice de correlación Bureau Mines ICBM e Índice de parafinidad IPAR utilizando los resultados de la destilación y °API de cada uno de los crudos y del análisis SARA respectivamente.

Para el cálculo del ICBM se utilizó la siguiente ecuación:

$$ICBM = 100 * \left( \frac{876}{MB \text{ } ^\circ R} + \frac{670}{131.5 + API} - 4.568 \right)$$

Donde:

ICBM = es el valor calculado del Índice de Correlación

MB = Punto de ebullición medio en °R

Los valores calculados del índice de correlación permiten realizar la siguiente clasificación en crudos:

Crudo parafínico:  $ICBM < 29.8$

Crudo Nafténico:  $ICBM < 57.0$

Crudo Aromático:  $ICBM > 75.0$

El índice de parafinidad IPAR resulta de aplicar la relación (S/Ar) donde S son los saturados y Ar los aromáticos encontrados en el análisis SARA. A medida que aumenta esta relación, el Crudo o Carga es más parafínico, aumenta la Gravedad °API y las fracciones son de mejor calidad.

**Tabla 5.**

*Índices de caracterización*

Índice	Perenco 08	Aguas Blancas	Mariposa	Andina 18	Capachos	Indico	Cusiana	Floreña	WTI Light
ICBM	25,7	25,4	27,5	26,1	33,6	33,3	13,2	17,9	17,5
IPAR	1,19	1,20	1,39	1,29	0,87	2,21	3,55	3,91	2,87

En la Tabla 6, se sintetiza la información analizada anteriormente. En ella, se pueden observar los crudos que están afectando la mezcla liviana que carga la unidad U150 de la GRB.

**Tabla 6.**

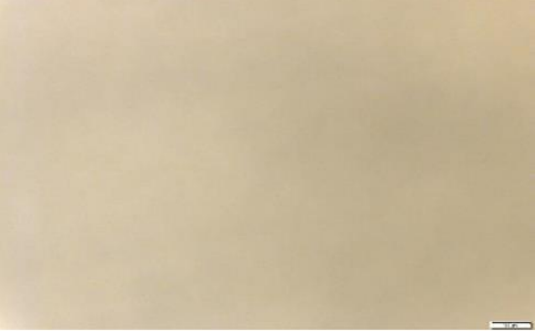


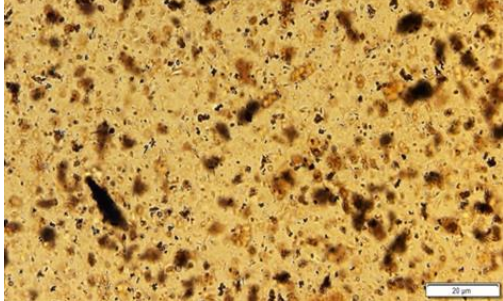
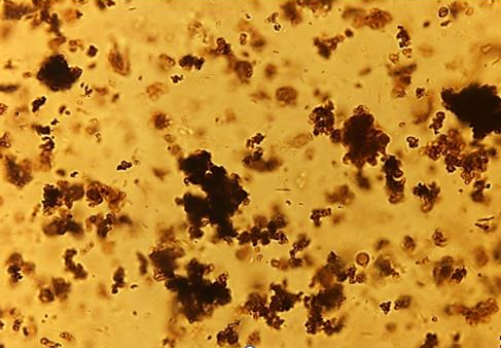
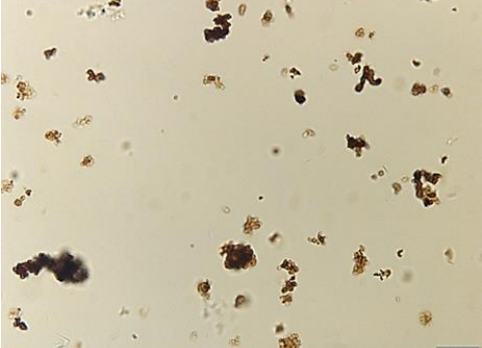
*Crudos que afectan la estabilidad de la mezcla liviana de la U150*

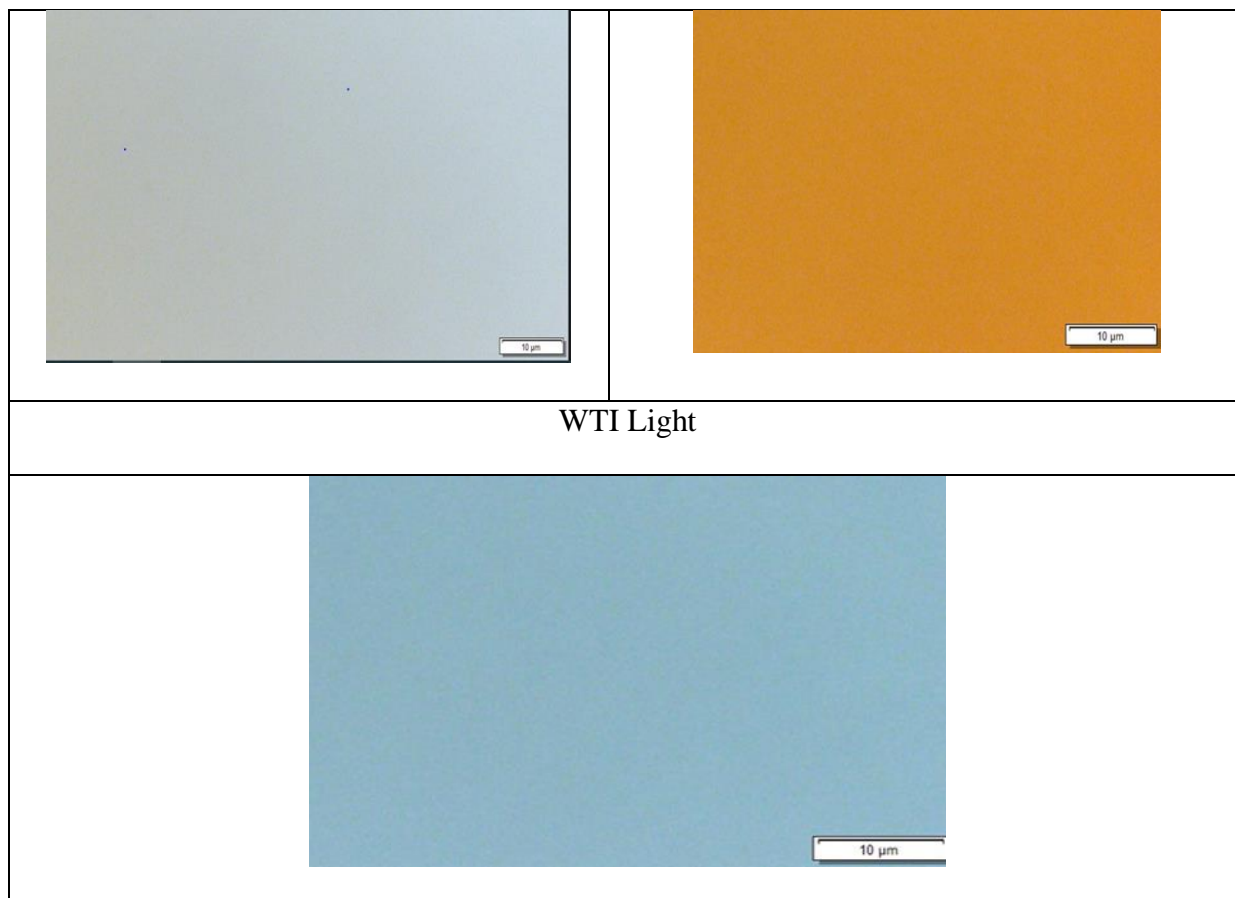
	Rendimientos				Clasificación	Coking	Estabilidad
	Nafta	Medios	Gasóleos	Fondos			
<b>Perenco 08</b>	15	37.5	28	20	Parafínico	0.83	Estable
<b>Aguas Blancas</b>	26.3	34.5	27.3	11.9	Parafínico	1.17	Estable
<b>Mariposa</b>	25.5	37.3	24.6	12.6	Parafínico	1.12	Estable
<b>Cusiana</b>	50.3	30	14.8	4.9	Parafínico	0.03	Estable
<b>Floreña</b>	66	25.5	8.3	0.2	Parafínico	0.01	Estable
<b>WTI Light</b>	42.7	33.5	19	4.9	Parafínico	0.02	Estable
<b>Andina 18</b>	21.3	41	26.3	11.4	Parafínico	3.38	Inestable
<b>Capachos</b>	31.7	30.5	23.9	13.9	Nafténico	6.90	Inestable
<b>Indico</b>	35.6	36.7	17.7	10	Nafténico	0.37	Inestable

Con la finalidad de observar mejor las diferencias en cuanto a la estabilidad de los distintos crudos, se realizaron observaciones al microscopio óptico. Los resultados de estas imágenes pueden observarse en la Figura 4.

**Figura 4.**

*Imágenes de estabilidad coloidal para los crudos por microscopio óptico (Olimpus BX-51)*

Perenco 08	Aguas Blancas
	
Mariposa	Andina 18
	
Capachos	Indico
	
Cusiana	Floreña



### 5.1 Análisis de mezclas por simulación

Con base en los resultados de laboratorio obtenidos y utilizando la herramienta de Oil Manager del simulador ASPEN HYSYS, se proponen 3 mezclas teóricas de los crudos priorizados e identificados como convenientes para el uso en la mezcla liviana utilizada como carga a la unidad U150. Estos crudos son: Perenco 08, Aguas Blancas, Mariposa, Cusiana, Floreña y WTI Light. Los crudos Capachos e Indico, no deberían estar presentes en la mezcla por su clasificación nafténica y el crudo Andina 18 por su índice de coking alto.

En la Tabla 7 se presentan las proporciones para las mezclas propuestas utilizando inicialmente proporciones iguales de cada uno de los crudos, luego utilizando proporciones según el índice de coking y tercero según su viscosidad, se eligen estos dos criterios por su impacto en la operación de la unidad.

En todos los casos se asignaron valores de flujo para cada crudo utilizando la base de 33 Kbbbl/día (kilo barriles/día) que es la carga actual de la U150 (información suministrada por el técnico de tablero de la unidad). La experiencia del personal asociado a la operación de la planta indica que se debe mantener una proporción del 16% al 18% para el crudo WTI Light. De esta manera, para el caso 1 de proporciones iguales, se asignó un flujo de 5500 barriles/día a cada crudo. En el caso 2 se asignó el flujo según su índice de coking, es decir, un flujo ascendente a medida que el índice de coking disminuye y para el caso 3 se asignó un flujo ascendente a medida que la viscosidad del crudo disminuye (ver Tabla 7).

**Tabla 7.**

*Proporciones para mezclas propuestas*

	1	2	3		
	Igual proporción	Índice de	Flujo	Viscosidad 30°C	Flujo
	Flujo (barril/día)	Coking	(barril/día)	(mm <sup>2</sup> /s)	(barril/día)
CRUDO					
<b>Aguas Blancas</b>					
<b>Mariposa</b>	5500	1.17	2500	11.5	3500
<b>Perenco 08</b>	5500	0.83	4000	10.8	3500
<b>Cusiana</b>	5500	0.03	9000	1.53	8000

<b>WTI Light</b>	5500	0.02	6000	2.06	6000
<b>Floreña</b>	5500	0.01	9000	1.22	7000

A partir de estas proporciones, se crearon las mezclas (Blend) en el Oil Manager y se obtuvieron los rendimientos calculados por el simulador presentado en la Tabla 8. En esta tabla, se incluyen en la última columna los datos de rendimientos de Nafta, Jet, Diesel y Crudo reducido (carga a la unidad de vacío T131) que actualmente tiene la unidad U150.

**Tabla 8.**

*Rendimientos calculados por Hysys para las mezclas propuestas*

<b>Corte</b>	<b>Igual proporción %</b>	<b>Según índice de Coking %</b>	<b>Según Viscosidad %</b>	<b>Rendimiento actual %</b>
<b>Nafta</b>	33.4	40.8	37.8	27.5
<b>Jet</b>	12.7	13.2	13.1	13.0
<b>Diesel</b>	19.9	18.5	19.1	15.2
<b>Gasóleo</b>	25.7	21.4	22.9	29.0
<b>Fondos</b>	7.3	5.2	6.2	13.5
<b>Crudo Reducido (carga a T131)</b>	28.2	22.4	24.6	36

Analizando estos resultados se puede observar que es evidente para el beneficio de la operación, retirar de la mezcla los crudos identificados como nafténicos y con índice de coking alto. Para todas las mezclas propuestas, se observa que se obtiene un mejor rendimiento de Nafta

respecto a los rendimientos actuales de la unidad, siendo este mayor en el caso de la mezcla realizada según el índice de coking con un 40.8 % respecto 27.5% del rendimiento actual.

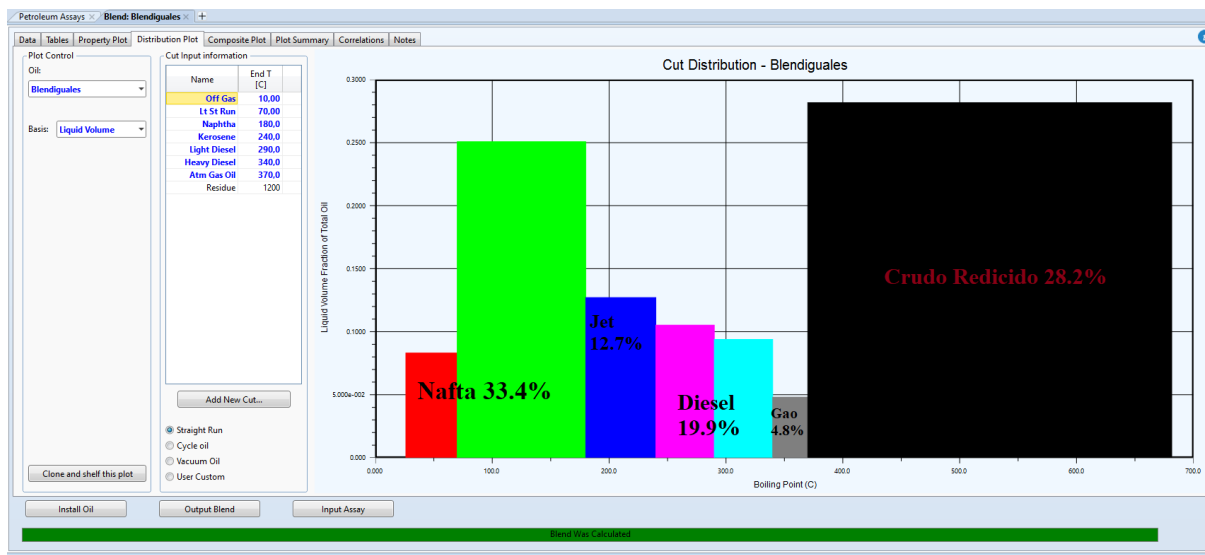
En el caso del Diesel también se obtiene un incremento en su rendimiento respecto al actual, siendo más alto en el caso de mezcla de igual proporción con un 19.9% versus 15.2% del actual. Esto último aumenta el rendimiento en medios (Jet y Diesel) en todos los casos, pues para el Jet se observa un rendimiento igual de 13 % en promedio en comparación con 13 % actual (ver Figura 5).

Ahora bien, analizando los resultados para el rendimiento en fondos, se puede observar que es el mayor beneficio y se repite en todas las mezclas propuestas. Actualmente se tiene un rendimiento de 13.5% y se ve disminuido hasta el 5.2% en el caso de la propuesta según el índice de coking, hasta el 6.2% (según su viscosidad) y el 7.3% (para igual proporción), lo que indica que retirar los crudos nafténicos y con alto índice de coking de la mezcla la hacen precursora de productos medios, aprovechando de mejor manera los crudos y cuidando la integridad de los equipos (ver Figura 5). Lo anterior se puede comprobar comparando el rendimiento actual de crudo reducido de 36% con los mismos rendimientos para las mezclas propuestas que son de 28.2%, 22.4% y 24.6%. Esto indica un mayor aprovechamiento del crudo en la destilación del lado atmosférico, incrementando el rendimiento de productos de alto valor como Nafta, Jet y Diesel.

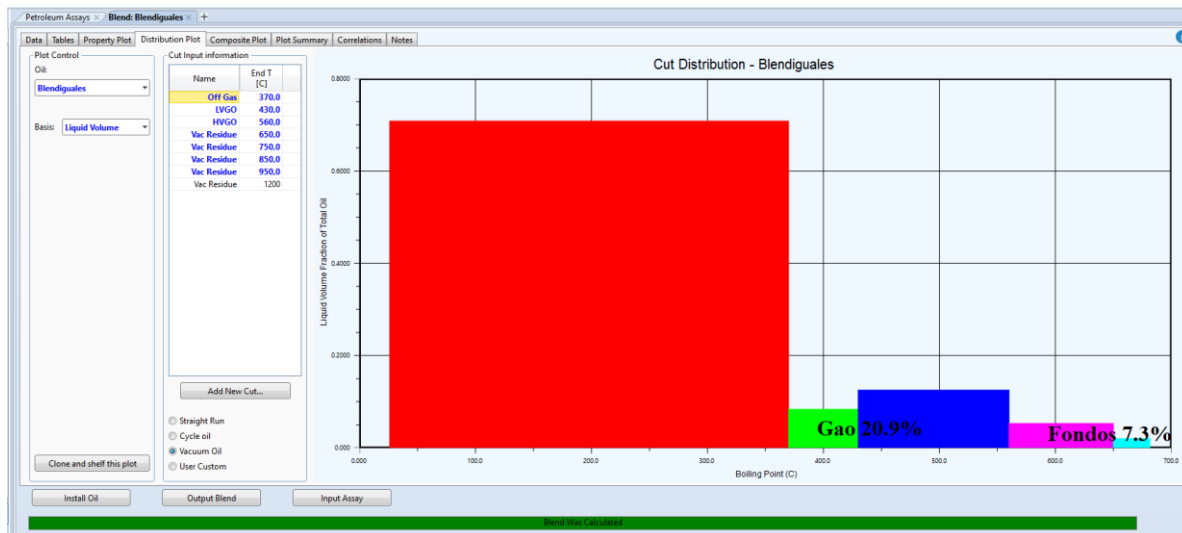
Con la finalidad de observar los rendimientos calculados por el simulador Aspen Hysys, se presenta la figura 5 con los cortes de distribución para cada una de las mezclas propuestas.

**Figura 5.** Imágenes de los cortes de distribución de los rendimientos para las mezclas propuestas

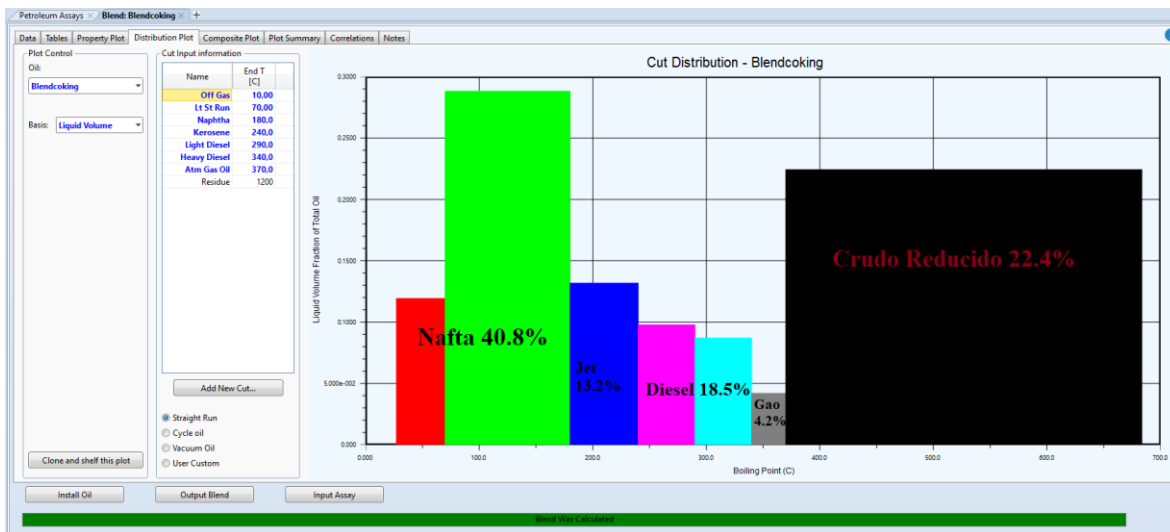
*a. Mezcla de igual proporción lado atmosférico*



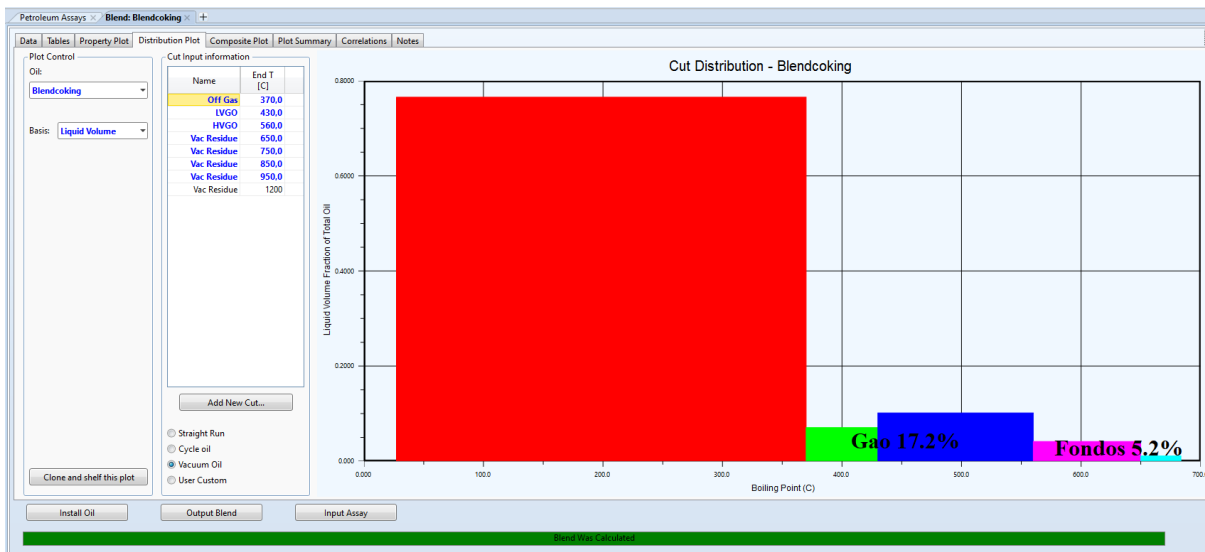
*b. Mezcla de igual proporción lado vacío*



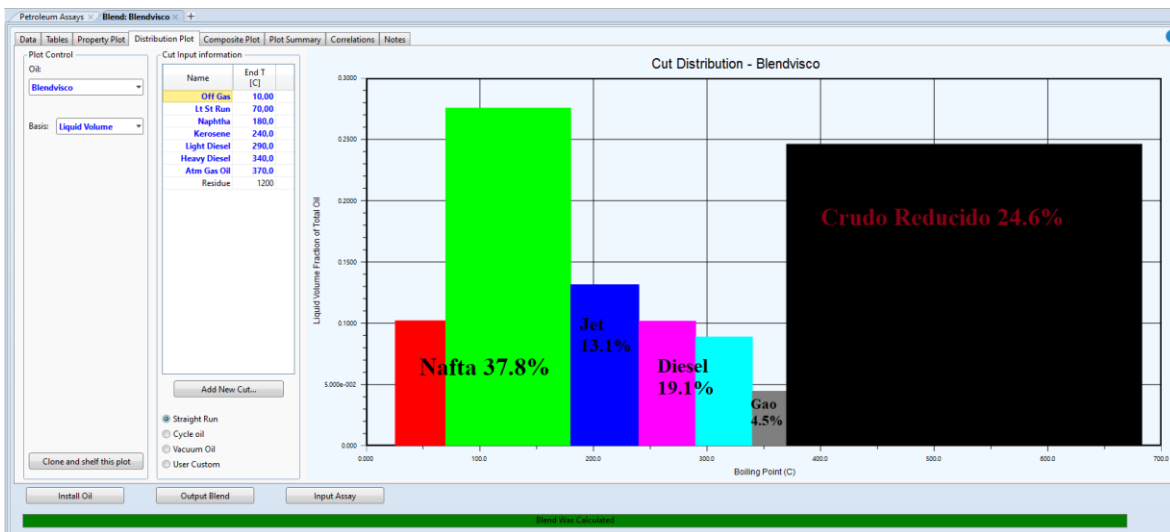
*c. Mezcla según índice de coking lado atmosférico*



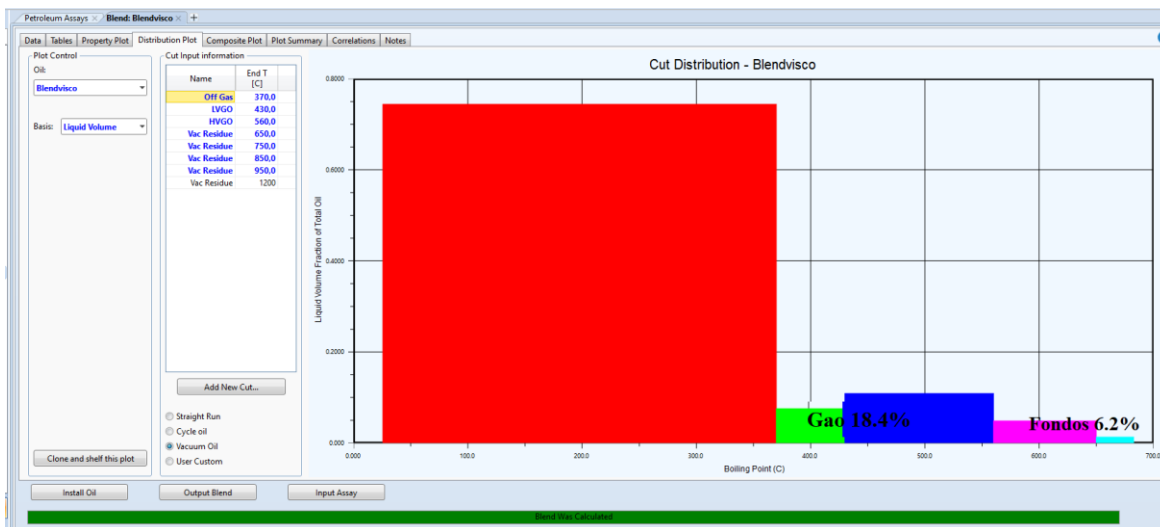
*d. Mezcla según índice de coking lado vacío*



*e. Mezcla según viscosidad lado atmosférico*



*f. Mezcla según viscosidad lado vacío*



## 6. Conclusiones

En la caracterización individual de los crudos componentes de la mezcla liviana, se encontraron dos crudos de naturaleza nafténica (los crudos Capachos e Indico). La presencia de estos crudos nafténicos en mezcla con crudos parafínicos, generarán problemas en el blending de crudos de la unidad 150, generando incompatibilidad, inestabilidad y fenómenos de ensuciamiento en los trenes de calentamiento, intercambiadores de calor y líneas de transferencia que se deben principalmente a los crudos Andina 18 y Capachos por su índice de coking alto. Estos problemas actualmente se presentan en la unidad 150 por la presencia de estos tres componentes inestables (Andina 18, Capachos e Indico) que representan el 33% de la composición de la mezcla liviana, quedando de esta manera identificado que los crudos Perenco 08, Aguas blancas, Mariposa, Cusiana, Floreña y WTI Light son adecuados para la mezcla liviana procesada en la U150 y la preservación de los equipos de la unidad.

Se definieron proporciones teóricas para las mezclas propuestas teniendo en cuenta criterios claves para la operación como el índice de coking y la viscosidad. Se obtuvieron buenos resultados con una producción de fondos bajo (5.2%) comparado con el actual de 13.5%.

Se encontró que las tres mezclas propuestas después de la priorización de los crudos podrían generar un impacto positivo en el rendimiento de productos medios y la producción de fondos se reduce de manera importante aumentando el aprovechamiento de los crudos.

.

.

## **7. Recomendaciones**

Evaluar la posibilidad de retirar el crudo Capachos, Indico y Andina 18 de la mezcla liviana, carga de la unidad U150.

Gestionar en las estaciones Monterey y Cusiana un volumen mayor de muestras de los crudos caracterizados para realizar las mezclas propuestas y caracterizarlas.

Replicar esta metodología de caracterización y evaluación de cargas para las otras unidades de destilación de crudos de la GRB, unidades U200, U250, U2000 y U2100.

### Referencias bibliográficas

- Alayon , M. (2004). *FIRP*. Recuperado el 2022, de [https://es.firp-ula.org/wp-content/uploads/2019/06/S369PP\\_Asfaltenos.pdf](https://es.firp-ula.org/wp-content/uploads/2019/06/S369PP_Asfaltenos.pdf)
- Almora , M. G. (2014). Evaluación de compatibilidad para la mezcla de petróleos crudos como carga a unidades de procesos en refinería Talara. Talara .
- Ariza Leon , E. (Enero - Junio de 2011). De la caracterización de crudos qué es clave para diagnosticar la precipitación de parafinas. *El Reventòn Energético*, 9(1), 33-39.
- Asomaning , S., & Watkinson , A. P. (2000). petroleum stability and heteroatom species effects in. *Heat Transfer Eng*, 21, 10-16.
- Eslava , G. (2000). Análisis de la Fractalidad de Agregados Asfalténicos Vía Simulación por Computadora en Ambientes Paralelos. (I. P. Nacional, Ed.) Mexico D.F.
- Gonzalez , M. A. (Junio de 2021). Efecto de las mezclas de crudo inestables sobre la operación de la GRB. Gerencia. (G. R. Barrancabermeja, Ed.) Barrancabermeja.
- H A , B., F J , H., & K , W. (1989). An Introduction to Rheology. *sciencedirect*, 3, 1-199.
- J F , A., L , B., F , B., J-L , D., I , H., & R , B. (2001). Influence of Asphaltenes Content and Dilution on Heavy Oil Rheology. *SPE International* 69711.
- J G , S. (Octubre de 2004). ogst.ifpenergiesnouvelles. *Rev. IFP*, 59(5), 467-477.
- Jill S , B. (1996). Investigación microscópica del inicio de la precipitación de asfaltene. *Fuel Science and Technology International*, 14(1-2), 55-74.
- Oliver C , M. (Julio de 2011). The Asphaltenes. *Annual Reviews*, 4, 393-418.
- Pierre , C., Barre , L., Pina , A., & M , M. (2004). Composition and Heavy Oil Rheology. *Oil & Gas Science and Technology - Revue de l IFP*, 59(5), 489-501.

The International Council on Clean Transportation. (24 de octubre de 2011). *theicct*.

Recuperado el 2022, de

[https://theicct.org/sites/default/files/ICCT\\_RefiningTutorial\\_Spanish.pdf](https://theicct.org/sites/default/files/ICCT_RefiningTutorial_Spanish.pdf)

Villalba , A. (2020). Guía de determinación e interpretación de cada una de las características del crudo. .

Villalba , A. (2020). Herramienta matemática que permite cuantificar los rendimientos del crudo.