

# ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y  
PETRÓLEOS

CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO PESADO DEL CAMPO ITT  
CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO PESADO DE LA ZONA NORTE  
DEL CAMPO ITT

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO  
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN  
PETRÓLEOS

KEVYN RUBÉN GARZÓN ANCHAPANTA

[kevyn.g14@hotmail.com](mailto:kevyn.g14@hotmail.com)

DIRECTOR: JOHNNY ROBINSON ZAMBRANO CARRANZA

[johnny.zambrano@epn.edu.ec](mailto:johnny.zambrano@epn.edu.ec)

DMQ, septiembre 2022

## CERTIFICACIONES

Yo, KEVYN RUBÉN GARZÓN ANCHAPANTA declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.



**KEVYN RUBÉN GARZÓN ANCHAPANTA**

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por KEVYN RUBÉN GARZÓN ANCHAPANTA, bajo mi supervisión.



**JOHNNY ROBINSON ZAMBRANO CARRANZA**  
**DIRECTOR**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

KEVYN RUBÉN GARZÓN ANCHAPANTA

JOHNNY ROBINSON ZAMBRANO CARRANZA

## DEDICATORIA

A mis padres; Jaime Rubén y Maribel, por enseñarme que ningún obstáculo detiene a un corazón valiente y que la determinación, resiliencia y constancia siempre son y serán la clave para cristalizar mis sueños. Gracias por darme la vida, por ser mi guía, mi luz, mi soporte, mi inspiración día a día y siempre estar para mí en los momentos más complicados para crecer humana y profesionalmente.

A mi hermana; Aracely Soraya, por ser mi ejemplo de superación, por brindarme su apoyo incondicional, consejos y palabras de aliento oportunos durante mi etapa estudiantil.

A mi hermano; Elvis Javier, por siempre brindarme su amor y cariño sin esperar nada a cambio, por siempre creer en mis capacidades y por hacerme participe de un sueño que tuve desde niño.

A mi cuñado; Diego Rubén, por ser como un hermano mayor y un amigo incondicional desde el momento que pasó a ser parte de mi hermosa familia.

A mis sobrinos; Diego Alejandro y Javier Sebastián, que con sus ocurrencias son el principal detonante de mi felicidad y por ser el regalo más especial que la vida pudo poner en mi destino.

A Isaac Benjamín, por ser mi primo de sangre, pero mi hermano de corazón.

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios y la Virgen María, por todo lo que han hecho por mí.

Gracias por todo lo bueno y lo malo, algunas fueron bendiciones y otras fueron lecciones, pero sobre todo por permitirme despertar cada día, fortalecer mi corazón e iluminar mi mente para alcanzar este tan anhelado sueño.

A la Escuela Politécnica Nacional, por permitir formarme y forjarme durante estos años de mi etapa universitaria; a los docentes que, con su sabiduría, conocimiento y apoyo, motivaron a desarrollarme como persona y profesional.

Al Ph. D. Johnny Zambrano, por ser una guía y apoyo durante la culminación de este trabajo de investigación para mi formación académica profesional.

A Nicolás Mejía, Diego Lagla, Jairo Guerrero, Cristian Pinto, por su amistad incondicional, apoyo, palabras de aliento y ánimos cuando más lo necesité en esta etapa de mi vida.

## ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
INDICE DE FIGURAS .....	VII
INDICE DE TABLAS .....	VIII
RESUMEN .....	IX
ABSTRACT .....	X
1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO.....	11
1.1 Objetivo general .....	12
1.2 Objetivos específicos .....	12
1.3 Alcance .....	12
1.4 Marco Teórico .....	14
2 METODOLOGÍA.....	23
2.1 Norma ASTM D287 - procedimiento para determinar la gravedad API mediante el método del Hidrómetro .....	23
2.2 Norma ASTM D96 - procedimiento para determinar el contenido de agua y sedimentos mediante el método de la Centrífuga .....	24
2.3 Norma ASTM D97 - procedimiento para determinar el punto de fluidez .	26
2.4 Norma ASTM D455 - procedimiento para determinar la viscosidad cinemática.....	27
2.5 Norma ASTM D323 - procedimiento para determinar la presión de vapor mediante el método de Reid .....	28
2.6 Norma ASTM D56 - procedimiento para determinar el punto de inflamación mediante la prueba tag de copa cerrada.....	28
2.7 Norma ASTM D240 - procedimiento para determinar el poder calórico bruto mediante el calorímetro de bomba.....	29
2.8 Norma ASTM D4294 - procedimiento para determinar el contenido de azufre mediante espectrometría de fluorescencia de rayos X de dispersión de energía.....	30
2.9 Norma ASTM D482 - procedimiento para determinar el contenido de cenizas.....	31
3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	34
3.1 Resultados .....	35

3.2	Conclusiones.....	56
3.3	Recomendaciones.....	57
4	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	58
5	ANEXOS.....	60
	ANEXO I. Caracterización del crudo.....	60
	ANEXO II. Gravedad API .....	61
	ANEXO III. El contenido de agua y sedimentos.....	62
	ANEXO IV. Viscosidades cinemáticas .....	63
	ANEXO V. Conversión de viscosidad cinemática @ 60 °F .....	64
	ANEXO VI. Contenido de Asfaltenos .....	65
	ANEXO VII. Criterios para elegir el método de recuperación.....	74

## INDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.1</b>	Corredores estructurales-petrolíferos de la Cuenca Oriente.....	15
<b>Figura 1.2</b>	Ubicación de los campos Ishpingo, Tambococha y Tiputini.....	19
<b>Figura 3.3</b>	Gráfico de caja y bigotes – Gravedad API.....	35
<b>Figura 3.4</b>	Histograma – Gravedad API.....	36
<b>Figura 3.5</b>	Gráfico de caja y bigotes - Contenido de agua y sedimentos .....	37
<b>Figura 3.6</b>	Histograma – Contenido de agua y sedimentos .....	38
<b>Figura 3.7</b>	Distribución Normal Estandarizada – BSW .....	39
<b>Figura 3.8</b>	Diagrama de dispersión – Viscosidad cinemática vs Gravedad API.....	41
<b>Figura 3.9</b>	Viscosidad Cinemática vs Temperatura .....	41
<b>Figura 3.10</b>	Diagrama de dispersión - Contenido de Asfaltenos.....	42
<b>Figura 3.11</b>	Diagrama de caja y bigotes – Contenido de asfaltenos .....	43
<b>Figura 3.12</b>	Histograma – Contenido de asfaltenos.....	45
<b>Figura 3.13</b>	Análisis SARA – Zona Norte Bloque 43.....	46
<b>Figura 3.14</b>	Contenido de azufre – Zona Norte Bloque 43 .....	47
<b>Figura 3.15</b>	Gráfico de caja y bigotes – Contenido de azufre [ % ] .....	48
<b>Figura 3.16</b>	Histograma – Contenido de azufre [ % ].....	49
<b>Figura 3.17</b>	Distribución Normal Estandarizada – Contenido de azufre [ % ].....	50



## INDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.1</b> Tipos de crudo según la gravedad API. ....	18
<b>Tabla 2.2</b> Lectura para un tubo en forma de cono de 100 mL. [15, p. 4].....	25
<b>Tabla 2.3</b> Tiempos distintivos para la determinación del contenido de azufre. [16, p. 5] ..	30
<b>Tabla 2.4</b> Masa de la muestras y masa de ceniza. [17, p. 2] .....	31
<b>Tabla 3.5</b> Medidas de tendencia central y dispersión – Gravedad API .....	36
<b>Tabla 3.6</b> Valores atípicos - BSW .....	38
<b>Tabla 3.7</b> Medidas de tendencia central y dispersión – BSW [ % ] .....	39
<b>Tabla 3.8</b> Viscosidad cinemática @ 60 [°F] .....	40
<b>Tabla 3.9</b> Valores atípicos – Contenido de asfaltenos .....	44
<b>Tabla 3.10</b> Medidas de tendencia central y dispersión – Contenido de asfaltenos .....	45
<b>Tabla 3.11</b> Análisis SARA - Zona Norte Bloque 43.....	46
<b>Tabla 3.12</b> Medidas de dispersión para los PAD's Zona Norte del Campo ITT.....	48
<b>Tabla 3.13</b> Valores atípicos – Contenido de Azufre .....	49
<b>Tabla 3.14</b> Medidas de tendencia central y dispersión – [ % Azufre ] .....	50
<b>Tabla 3.15</b> Contenido de Cenizas.....	51
<b>Tabla 3.16</b> Punto de fluidez .....	51
<b>Tabla 3.17</b> Punto de inflamación .....	52
<b>Tabla 3.18</b> Caracterización de la zona norte del Bloque 43.....	53
<b>Tabla 3.19</b> Resultados del método de recuperación – Zona Norte Campo ITT.....	54
<b>Tabla 3.20</b> Caracterización del Campo ITT (Bloque 43) .....	55

## RESUMEN

En este trabajo, se realiza una representación general de la geología de la Cuenca Oriente y descripción a nivel global del crudo en el Bloque 43, con la finalidad de visualizar el potencial de reservas de crudo pesado que dispone el Ecuador. La caracterización de crudo pesado permitirá disponer de información actualizada que sea de beneficio para tomar consideraciones técnicas con respecto a la fase de producción, explotación, transporte y almacenamiento.

La caracterización del crudo se desarrolló mediante análisis estadístico descriptivo para las propiedades fisicoquímicas y reológicas que permiten la caracterización del crudo pesado de la zona norte del Bloque 43. El análisis estadístico consideró las medidas de dispersión, medidas de tendencia central y medidas de posición, así como también gráficas estadísticas que permitan discernir y mejorar la interpretación de la data disponible facilitada por EP Petroecuador.

Las propiedades que se analizaron mediante estadística descriptiva fueron la gravedad API, contenido de agua y sedimentos, viscosidad cinemática, contenido de asfaltenos y contenido de azufre. Para complementar las propiedades que permiten caracterizar el crudo pesado se realizó ensayos de laboratorio basados en normas estandarizadas a nivel nacional e internacional como son las ASTM (American Society for Testing and Materials). Las propiedades analizadas mediante ensayos de laboratorio fueron: contenido de cenizas, punto de inflamación y punto de fluidez.

**PALABRAS CLAVE:** Caracterización fisicoquímica, crudo pesado, Bloque 43 – ITT, análisis estadístico, ensayos ASTM.

## **ABSTRACT**

In this work, a general representation of the geology of the Oriente Basin and a global description of crude oil in Block 43 is made, in order to visualize the potential of heavy crude oil reserves available in Ecuador. The characterization of heavy crude oil will provide updated information that will be beneficial for making technical considerations regarding the production, exploitation, transportation, and storage phase.

The characterization of crude oil was developed through descriptive statistical analysis for physicochemical and rheological properties that allow the characterization of heavy crude oil from the northern zone of Block 43. The statistical analysis considered dispersion measures, measures of central tendency and position measures, as well as statistical graphs that allow discerning and improving the interpretation of the available data provided by EP Petroecuador.

The properties that were analyzed by descriptive statistics were API gravity, water and sediment content, kinematic viscosity, asphaltene content and sulfur content. To complement the properties that allow characterizing the heavy crude, laboratory tests were carried out based on national and international standardized norms such as ASTM (American Society for Testing and Materials). The properties analyzed through laboratory tests were ash content, flash point and pour point.

**KEYWORDS:** Physicochemical characterization, heavy crude, Block 43 - ITT, statistical analysis, ASTM tests.

# 1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

La Cuenca Oriente ha sido explorada desde hace aproximadamente ochenta años, se ha realizado una cobertura sísmica regional en casi toda su geografía, y se han obtenido datos geológicos que han permitido acumular un importante conocimiento de su sistema petrolero y de su arquitectura estratigráfica. Sin embargo, la desaceleración en la exploración de nuevas reservas dentro de la Cuenca Oriente hará que, los volúmenes de reservas de crudos livianos y medianos por desarrollar en los últimos años disminuyan paulatinamente y, al mismo tiempo, se extraerán de manera expeditiva gracias a la gran capacidad de transporte disponible y exploración intensiva.

Debido a esta premisa, las reservas de crudo pesado y extrapesado, que representan un 50% del total de reservas remanentes y que, en su mayoría se encuentran dentro de zonas altamente sensibles, entrará en una etapa de crecimiento y con un gran reto asociado, el cual es, un manejo ambiental limpio y cuidadoso. El desarrollo de estas últimas reservas requerirá de tecnología más compleja, lo cual, volverá más costosa su extracción y transporte para enfrentar el desarrollo de esas reservas remanentes. Por lo que el país debe preparar una estrategia de mediano y largo plazo para las reservas de crudos pesados y extrapesados ubicados en la Cuenca Oriente de Ecuador.

Este proyecto tiene por objetivo realizar la caracterización del crudo pesado del Campo ITT (Bloque 43) de información proporcionada por EP Petroecuador a partir del análisis de las propiedades físicas, químicas y reológicas realizadas en laboratorio aplicando las normas internacionales ASTM (American Society for Testing and Materials), y obtener información que ayude a tomar consideraciones necesarias para su producción, almacenamiento y transporte.

Por lo numerosos usos del petróleo, EP Petroecuador realizó un análisis molecular detallando las principales fracciones del crudo; necesarias para su destilación en la industria de refinación.

Con la información recopilada de los ensayos realizados por la empresa pública EP Petroecuador se caracterizará al crudo pesado de la zona norte del Campo ITT y se realizará una comparación con los resultados de la zona complementaria del campo, obteniendo una descripción general, conclusiones y recomendaciones. Para terminar, se presentará un informe detallado de la caracterización del crudo del Campo ITT y se propondrá una técnica de recuperación del crudo en base a la información recopilada y analizada.

## **1.1 Objetivo general**

Evaluar las propiedades fisicoquímicas y reológicas del crudo pesado proveniente de pozos productores localizados en la zona norte del Campo ITT.

## **1.2 Objetivos específicos**

1. Describir la geología de la Cuenca Oriente en la zona norte del Campo ITT.
2. Analizar la información de las propiedades fisicoquímicas y reológicas del crudo según las normas ASTM.
3. Caracterizar las propiedades del crudo de la zona norte del Campo ITT y determinar el tipo de crudo a nivel general del campo.
4. Proponer técnicas de recuperación para el crudo de la zona norte del Campo ITT.

## **1.3 Alcance**

El Campo ITT se localiza en la provincia de Orellana en el extremo este de la Cuenca Oriente y es una estructura que comprende tres campos, Ishpingo, Tiputini y Tambococha, con tres yacimientos prospectivos de la formación Napo, M1, M2 y U. Su volumen original de petróleo en sitio es aproximadamente 34.000 millones de barriles, sus acumulaciones de crudo pesado varían entre 12-16 °API y actualmente es el área con mayor producción petrolera del Ecuador [1].

Las operaciones en el Campo ITT inician en 1949 perforando el pozo Tiputini 1 (Tiputini Shell-1) a cargo de la compañía Shell, mismo que no resultó productivo y se abandonó el mismo año. Produjo 4 BPPD de petróleo extrapesado de 11 °API alcanzando una profundidad de 5.595 ft [1].

En 1970 se realiza una campaña sísmica a cargo de la compañía Minas y Petróleos, detectando un alto que fue probado con el pozo Tiputini Shell-1. Este pozo alcanzó los 5.340 ft con una producción de 228 BPPD de 15 °API [1].

CEPE retoma la exploración sísmica, cubriendo la zona longitudinal del Campo Tiputini hacia el norte y el sur. La interpretación de las secciones obtenidas permite identificar tres nuevas estructuras; una al NNO de Tiputini, Tambococha e Ishpingo. La estructura de Ishpingo se probó mediante campañas de perforación logrando resultados extremadamente exitosos, pasando el Campo ITT a ser el tercer gigante de la cuenca por sus reservas de alrededor de 600 millones de barriles [1].

Actualmente, el Bloque 43 – ITT tiene un avance del 76%. Produce, a la fecha, 59.471 BPPD, de los cuales 36.597 BPPD corresponden al área Tambococha y 22.874 BPPD al área Tiputini. Se han perforado 168 pozos entre productores, inyectores de agua de formación e inyectores de cortes de ripios [2].

La explotación de crudos pesados se convierte en una vía de desarrollo y fuente energética actual del país, por lo que, la caracterización del crudo es importante, ya que tener información actualizada del Campo ITT sobre las propiedades del crudo extraído permitirá desarrollar métodos rentables de almacenamiento y transporte brindando beneficios económicos para el Ecuador.

Para delimitar el problema se consideraron los pozos que están en fase de producción actualmente en la zona norte del Campo ITT y se analizó la información correspondiente a la arena productora de cada pozo productor, que fue solicitada a la empresa pública EP Petroecuador; empresa que actualmente se encuentra a cargo de la explotación del Bloque 43.

Con este análisis detallado de la información suministrada referente al crudo pesado del Campo ITT se busca actualizar el método de recuperación. Para esto, se realizó un análisis a los informes de propiedades fisicoquímicas y reológicas proporcionados por EP Petroecuador; además de determinar su composición molecular predominante.

Ya que el petróleo al ser una mezcla compleja de varios compuestos químicos denominados hidrocarburos, conformados en su mayoría por metano, etano, propano, butano, etileno, propileno, butileno, entre otros [3], es un gran potenciador en la economía del país. Dicho esto, se da paso a la descripción de las propiedades del crudo de la zona norte del Campo ITT y se definió el tipo de crudo a nivel general después de comparar con las propiedades del crudo de la zona complementaria disponible.

La caracterización del crudo pesado de la zona norte del Campo ITT fue una investigación de tipo descriptiva de manera que, se puntualizan los aspectos principales del Bloque 43 como: descripción de la cuenca oriente, ubicación, geología, origen del petróleo, importancia, etc., incluyendo el análisis de los informes que contienen los resultados de ensayos realizados por EP Petroecuador.

Para finalizar, se presenta un informe detallado sobre los análisis obtenidos, permitiendo caracterizar la zona norte del Campo ITT. Así mismo, se realiza una comparación con las propiedades de su zona complementaria permitiendo sugerir posibles técnicas de recuperación del crudo en base a su caracterización final.

## **1.4 Marco Teórico**

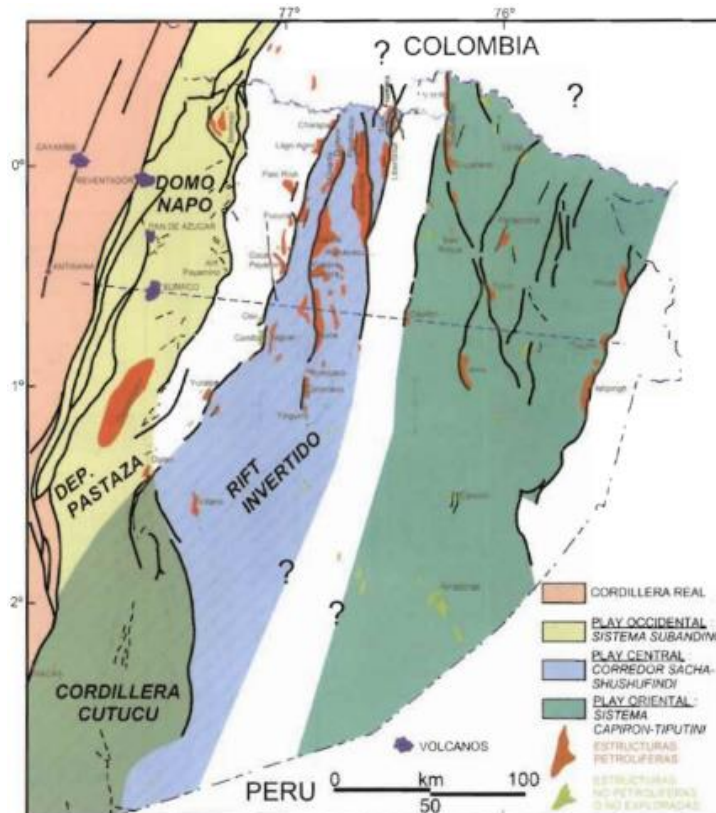
### **LA CUENCA ORIENTE**

La Cuenca Oriente ecuatoriana es una de las cuencas subandinas más complejas y atractivas desde el punto de vista científico y económico. Tiene aproximadamente cien (100) campos con alrededor de 30 mil millones de barriles de petróleo en sitio. Debido a la gran cantidad de información de subsuelo y afloramientos relativamente buenos de la Cuenca Oriente, se han realizado varios estudios afines para precisar su marco estructural y conocimientos necesarios para lograr una buena estrategia de exploración y producción de hidrocarburos en el Ecuador [1, p. 13].

En diciembre del 2001, el volumen original en sitio era aproximadamente 30 mil millones de barriles y sus reservas originales (probadas + probables) de 7,8 mil millones de barriles, de las cuales se ha producido hasta dicha fecha el 35%, que equivale al 9,8% del petróleo en sitio. Hasta el año 2001, se han descubierto ciento dos (102) campos de crudo, siendo 59 productores, 12 cerrados y 31 campos que aún no han sido desarrollados [1, p. 230].

### **DEFORMACIÓN DE LA CUENCA ORIENTE**

La deformación y estructuración de los campos petrolíferos en la Cuenca Oriente son resultado de la inversión tectónica de antiguas fallas normales ligadas a un sistema de rift de edad triásico y/o jurásico inferior. Estas fallas limitan tres corredores estructurales petrolíferos con características propias, como son: el Sistema Subandino ("play" Occidental), el corredor Sacha-Shushufindi ("play" Central), y el Sistema Capirón-Tiputini ("play" Oriental) [1, p. 14]. Los corredores de la cuenca oriente se los puede apreciar en la Figura 1.1.



**Figura 1.1** Corredores estructurales-petrolíferos de la Cuenca Oriente.

**Fuente:** Baby, Rivadeneira & Barragán, 2014

- **El “play” Occidental (Sistema Subandino):** Es un “play” casi exclusivo de crudos que contiene cuatro campos: Bermejo, Rubí, Pungarayacu y Oglán. Aquí se acumulan 5,4 mil millones de barriles representando el 18% del total de petróleo en sitio de la cuenca. Dichos campos acumulan crudos extrapesados de alrededor de 6-10 °API y crudos pesados de 11-13 °API, respectivamente. Además, los únicos crudos livianos conocidos en este “play” se encuentran en el campo Bermejo [1, p. 231].
- **El “play” Central (Corredor Sacha - Shushufindi):** Los principales campos petroleros son: Shushufindi, Sacha y Libertador. El corredor Sacha-Shushufindi concentra el mayor volumen de petróleo en sitio (15,5 mil millones de barriles), representando el 54% del total de crudo descubierto en la cuenca. La distribución del crudo en la parte Norte y Centro-Norte, concentra la mayoría de los campos con crudos livianos y medianos, mientras que hacia el Centro-Centro Sur, el crudo se va tornando de mediano a pesado [1, p. 231].



- **El “play” Oriental (Sistema Capirón - Tiputini):** El sistema Capirón - Tiputini acumula alrededor de 7,6 mil millones de barriles, aproximadamente el 28% del petróleo original en sitio de toda la cuenca. Los crudos medianos se concentran hacia el Norte-Noroeste y los crudos pesados se concentran en la dirección Centro-Este. Además, los campos con crudos pesados y medianos se distribuyen hacia el Sur cerca de la frontera con Perú [1, p. 232].

Los campos Ishpingo, Tambococha y Tiputini se localizan en el extremo este de la cuenca Oriente, acumulando crudos pesados entre 12-16 °API. El Campo ITT contiene una acumulación de crudo de la cuenca Oriente alrededor de 34 mil millones de barriles, considerándose como una de las mayores acumulaciones de crudo pesado en la zona, y de los cuales 2,7 mil millones de barriles se concentra en el campo Ishpingo. Los campos Yuturi e Iro con cerca de 600 millones de barriles de petróleo en sitio cada uno, y Tiputini y Amo con volúmenes en sitio entre 400 y 500 millones de barriles, respectivamente [1, p. 232].

Debido a que el sistema Capirón - Tiputini se encuentra cerca del borde de la cuenca Oriente, todas las formaciones disminuyen su espesor creándose condiciones particulares en su sección estratigráfica. Tal es el ejemplo de la formación Hollín y los marcadores de la cuenca (Caliza “T”, Caliza “B”, Caliza “A”) que van disminuyendo su espesor hasta desaparecer, dado como resultado que, la Formación Napo aparezca directamente sobre las formaciones pre-apteses [1, p. 293].

## **ORIGEN DEL PETRÓLEO PESADO**

El petróleo pesado se origina como petróleo convencional que migra en sentido ascendente en dirección hacia trampas más someras. Existen varias teorías sobre la formación del petróleo; sin embargo, la más aceptada dice que el petróleo es orgánico. Es decir, es el resultado de la descomposición de seres microscópicos, animales y vegetales [4].

A nivel mundial la mayor parte del crudo pesado se aloja en enormes depósitos someros emplazados en los flancos de las cuencas de antepaís. El petróleo pesado, el petróleo extrapesado, las arenas petrolíferas y el bitumen representan alrededor del 70% de los recursos de petróleo total en el mundo; el petróleo pesado representa el 15% [5].

El yacimiento de origen, la gravedad API, la baja relación hidrógeno-carbono y la presencia de compuestos como azufre, oxígeno, compuestos organometálicos, sedimentos

inorgánicos, nitrógeno y agua son las principales consideraciones que se deben tomar en cuenta para caracterizar los crudos pesados de manera general [6].

## **CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO**

La composición de los distintos petróleos crudos y su calidad dependen de su origen. Cuanto más ligero y dulce es un petróleo crudo, más alta es su calidad. Por tal motivo, el petróleo se clasifica de acuerdo con el contenido de parafinas, contenido de azufre y por la gravedad. De acuerdo con estos criterios, se tiene:

### **Por el contenido de parafina**

Debido a que la estructura y composición de las moléculas individuales contenidas en el petróleo son muy complejas, se lo ha llegado a definir como SARA (saturados – aromáticos – resinas – asfaltenos), a partir de su polaridad y solubilidad. De estas fracciones los asfaltenos y parafinas (saturados) determinan las condiciones bajo las cuales se precipitarán dichos componentes y que pueden presentar problemas durante el transporte del crudo. En el estudio de precipitación de asfaltenos se utiliza el índice de inestabilidad coloidal (IC) el cual es la relación entre (Saturados + Asfaltenos) / (Aromáticos + Resinas). Si este índice es mayor a 0,9, se infiere la tendencia de precipitación de asfaltenos. En el caso de las parafinas no se tiene un índice definido; sin embargo, se ha encontrado que, a mayor contenido de saturados en un crudo, mayor es la gravedad API y más alta será su temperatura de cristalización [7].

### **Por el contenido de azufre**

El azufre, al ser un compuesto orgánico, forma parte del crudo. Este indicador es muy importante ya que permite determinar si el petróleo es “dulce” o “agrio” en función de su contenido, y es el que más afecta durante el proceso de refinación. El petróleo se denomina “dulce”, si su nivel de azufre es inferior al valor umbral (por ejemplo, 0,5% (5.000 ppmw)) y “agrio”, si el nivel de azufre supera el umbral más alto. La mayoría de los crudos sulfurados registran niveles de azufre de entre 1,0% y 2,0%, pero en algunos casos se registran niveles de azufre mayores al 4% [8]. Por ejemplo, los crudos de los países de la OPEC, como Iraq, Irán, Kuwait, Arabia Saudí y Venezuela, suelen ser ligeramente de peor calidad y, por tanto, tienen un precio menor que los crudos de más alta calidad, conocidos como el Brent del mar del Norte y el WTI (West Texas Intermediate) [9].

### **Por la gravedad**

Generalmente los crudos son clasificados en base a la gravedad en °API (American Petroleum Institute); siendo esta la equivalente de la densidad relativa de diversos líquidos

de petróleo. Es decir, mientras más ligero es el crudo, mayor es su gravedad API y cuanto más pesado es el crudo, menor es su gravedad API. La gravedad API es usada a nivel mundial en la industria de los hidrocarburos [4, p. 10]. En la Tabla 1.1 se visualiza el tipo de crudo según la gravedad API.

**Tabla 1.1** Tipos de crudo según la gravedad API.

<b>Tipo de crudo</b>	<b>°API</b>	<b>Densidad (g/cm<sup>3</sup>)</b>	<b>Descripción</b>
Ligero o liviano	Mayor a 30	< 0,87	Alta concentración de HC de bajo peso molecular. Fácil transporte, ideal para combustibles.
Medio o mediano	22 – 29,9	0,87 – 0,92	Alta concentración de HC de bajo peso molecular. Fácil transporte, ideal para combustible y derivados.
Pesado	10 – 21,9	0,92 – 1,00	Alta concentración de HC de mediano peso molecular. Difícil transporte, ideal para combustibles y materia prima.
Extrapesado	Menor a 10	> 1,00	Alta concentración de HC de mayor peso molecular. Difícil transporte, ideal para aceites y polímeros.

**Elaborado por:** Garzón K., 2022

## **GENERALIDADES DEL CAMPO DE ESTUDIO**

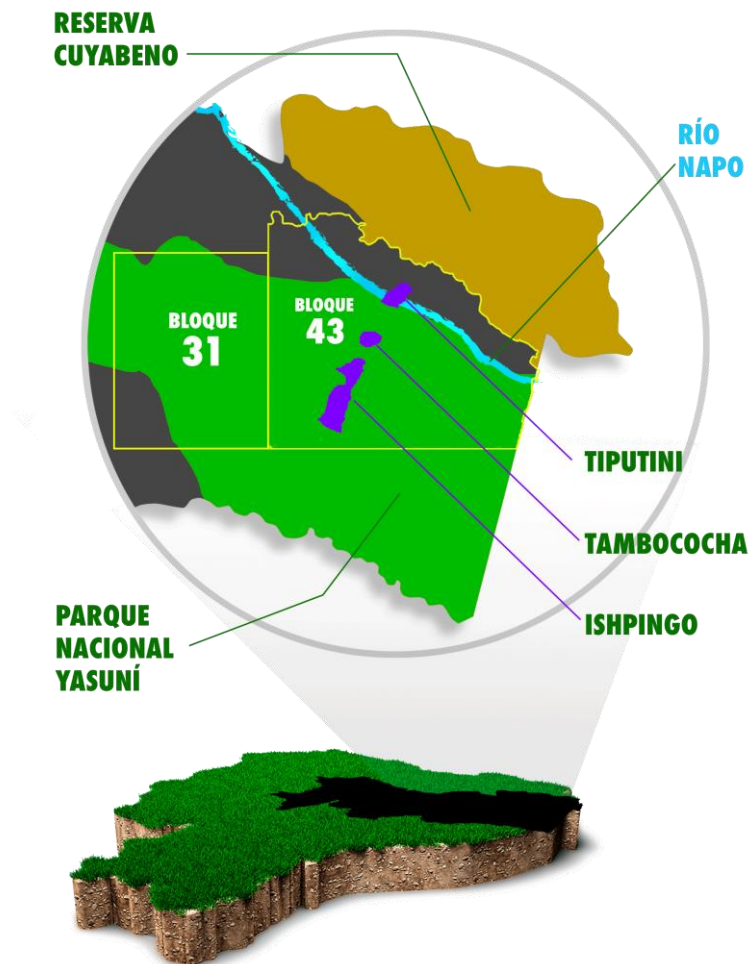
En 1999 el 71% del Parque Nacional Yasuní fue declarado Zona Intangible. Esta declaración fue un éxito para ciertos grupos ecologistas, y a su vez era un permiso para que el sector hidrocarburífero pueda operar en el resto del parque. Inicialmente, este proyecto fue denominado Ishpingo-Tambococha-Tiputini-Imuya (ITTI); sin embargo, quedó como ITT una vez que el sector Imuya pasara a ser zona intangible [10].

En 1992 debido a las características especiales, volumen de reservas y perspectivas positivas de las empresas en el Campo ITT, EP Petroecuador inició este proyecto abriendo 600 km de líneas símicas [10].

## **UBICACIÓN GEOGRÁFICA**

Los campos Ishpingo, Tambococha y Tiputini, pertenecientes al “Trend” ITT o Bloque 43, se localizan en la provincia de Orellana en el extremo de la cuenca Oriente ubicado en la región amazónica y considerados dentro del “play” Oriental. El Campo ITT se encuentra limitado por la frontera con el Perú hacia el Este, con el Bloque 31 hacia el Oeste, la reserva Cuyabeno hacia el Norte, y gran parte se encuentra incluido en el parque nacional Yasuní

hacia el Sur. El río Napo es la principal unidad fluvial que atraviesa el campo. La Figura 1.2 representa la ubicación geográfica del Campo ITT.



**Figura 1.2** Ubicación de los campos Ishpingo, Tambococha y Tiputini.

**Elaborado por:** Garzón K., 2022

## **RESEÑA HISTORICA**

En 1948 comienza la perforación del pozo Tiputini Shell-1, mismo que no resultó productivo con un crudo de 11 °API y siendo abandonado posteriormente. En 1970 la empresa Minas y Petróleo perfora el pozo Tiputini Minas-1 por la misma zona y confirmó crudo pesado proveniente de la Arena M1. Luego CEPE retoma la exploración sísmica, cubriendo la zona longitudinal del Campo Tiputini hacia el norte y el sur. En 1992 Petroecuador perforó 3 pozos exploratorios en los campos Ishpingo, Tambococha y Tiputini, dando como resultado el descubrimiento de unas reservas inmensas. Tras la apertura de los pozos Ishpingo 2 y 3 convirtieron al Campo ITT en el tercer gigante de la cuenca por sus reservas (probadas y probables) alrededor de 1.500 millones de barriles [10].

## CARACTERISTICAS DE LOS RESERVORIOS

**Arena M1:** el desarrollo de la formación Napo ha dado buenas condiciones para considerarse una muy buena calidad de yacimiento en esta arena. Formada por varias capas de arenisca muy limpia con pocas intercalaciones lutíticas. El ambiente de depositación hacia la base, parece corresponder a canales fluviales, lo que se confirma por la ausencia total de fósiles marinos en varias muestras analizadas.

**Arena U:** el desarrollo de la formación Napo ha dado buenas condiciones para considerarse de buena calidad de yacimiento. Formada por capas de areniscas con intercalaciones lutíticas delgadas. Se depositó en un ambiente fluvial de canales, evolucionando hacia el techo a un ambiente transicional de canales retrabajados por marea.

**Arena Basal Tena (M2):** el desarrollo de la formación Napo no da buenas condiciones ni calidad de yacimiento en esta arena. Formada por intercalaciones lutíticas que varían de gris oscuro a gris claro, no calcárea a ligeramente calcárea, y presenta hidrocarburo residual. Basal Tena parece fue depositada en un ambiente fluvial, evolucionando a marginal marino, es una arenisca cuarzosa, de grano grueso a medio, en ocasiones fino, suelta a la base y con cemento calcáreo hacia el techo.

## RESERVAS DE HIDROCARBUROS DEL CAMPO ITT

Si se desarrolla el Campo ITT, según el esquema propuesto y de acuerdo con los datos de Petroamazonas EP, los volúmenes de petróleo que pueden ser explotados y comercializados son de 459,1 millones de barriles para las reservas probadas, 919,7 millones de barriles para las reservas probables y 1530 millones de barriles para las reservas posibles. Estas estimaciones estuvieron sujetas a un periodo previo de exploración para corroborar los datos expuestos [11].

## PRODUCCION ACTUAL DEL CAMPO ITT

En octubre del 2019 se alcanzó el récord de producción del Campo ITT de 86.618 BPPD con una producción acumulada de 82,2 MMbbls hasta octubre 2020. La principal arena de donde se obtiene este nivel de producción es la Napo M1 y a futuro se prevé el desarrollo del proyecto ITT para la producción de las arenas Napo U y Basal Tena (M2) [12]

Actualmente, el área Tambococha tiene una producción de 36.597 BPPD y el área Tiputini tiene una producción de 22.874 BPPD, lo que representa un 76% de desarrollo del Campo ITT [2].

Ítalo Cedeño (2022), Gerente de EP Petroecuador, puntualizó que “la perforación de pozos en el campo Ishpingo, dentro de la plataforma A y B, la tendencia de producción puede ser mantenida en 3.600 BPPD. Eso significa una producción adicional de 28.000 BPPD y que cumple con las proyecciones de llegar a más de 524.000 barriles de petróleo.”

## **VALUACIÓN DE LOS CRUDOS**

La explotación de crudos pesados se convierte en la actual vía de desarrollo y fuente energética del país por la disminución y el lento desarrollo de los yacimientos convencionales. Por lo que, la caracterización del crudo pesado permite tener información actualizada sobre sus propiedades y desarrollar métodos rentables, desde su tratamiento hasta su comercialización; siendo un análisis indispensable. El desconocimiento de su comportamiento y condiciones presentará problemas a lo largo de su proceso y generará mayores gastos.

Debido a la presencia de miles de compuestos químicos en un crudo, hacer una completa definición de la estructura y composición es compleja, pero es necesario detallar sus características. Wauquier (2014) menciona que, “un análisis detallado de las propiedades de los productos es de importancia técnica y económica primordial, que permitirá seleccionar las cargas de las diferentes unidades de separación, transformación y conversión, fijando sus condiciones operativas y satisfaciendo las exigencias del mercado.”

Para la obtención de estas propiedades se han establecido protocolos que describen cada uno de los procesos a través de métodos normalizados, a cargo de organismos nacionales e internacionales, que apoyan a ingenieros y refinadores en determinar si cierto tipo de crudo es compatible con una refinería en particular [13].

## **PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DE LOS CRUDOS**

### **Densidad**

La determinación de la densidad, densidad relativa, gravedad específica o gravedad API es de gran relevancia y tiene un impacto sobre la cotización de los crudos. Esta propiedad tiene gran importancia en el valor comercial, debido a que es utilizada como la medida de volumen o peso para la carga y la descarga del crudo y sus derivados.

### **Contenido de Agua y Sedimentos – BSW**

La presencia de agua y sedimentos en el crudo provoca la corrosión de equipos y problemas en el procesamiento y transporte, deficiencia en el bombeo y posibles

taponamientos. Conocer su contenido permitirá un mejor bombeo y correcto refinado, además de determinar el volumen neto de petróleo extraído.

### **Punto de Fluidez o Pour Point**

El punto de fluidez del crudo es la temperatura más baja a la cual el crudo deja de moverse. Esto se debe a que algunos elementos del hidrocarburo se cristalizan e imposibilitan la movilidad del crudo debido a las bajas temperaturas. El punto de fluidez, junto a la viscosidad, es de total importancia para el transporte y bombeo de hidrocarburos en lugares con condiciones extremas.

### **Viscosidad**

La medida de la viscosidad de los crudos a diferentes temperaturas es importante y dependerá de la composición química del crudo. Las posibilidades de bombeo y el tipo de régimen de flujo dependen del valor de viscosidad, así como, pérdidas de carga en oleoductos, tuberías y características de la refinación.

### **Presión de vapor Reid**

La presión de vapor Reid es una propiedad física importante para los crudos conformados por elementos volátiles, ya que las variaciones de altitud durante el transporte pueden afectar el volumen del crudo transportado, reportando pérdidas y problemas de seguridad.

### **Punto de Inflamación o Flash Point**

Una de las propiedades que se deben considerar para evaluar la inflamabilidad de un material es el punto de inflamación. Esta propiedad física mide la temperatura a la cual el crudo pasa a ser una mezcla inflamable con el aire en condiciones controladas de laboratorio. El punto de inflamación se utiliza para normas de seguridad, transporte y ayuda a detectar muestras contaminadas con puntos de inflamación anómalos.

### **Poder Calórico Bruto**

Esta propiedad física es una medida de la energía disponible de un combustible. Permite cuantificar el contenido energético del hidrocarburo por unidad de masa en la combustión. Conocer el poder calórico bruto es esencial para considerar la eficiencia térmica del equipo durante la producción de energía o calor.

### **Contenido de Azufre**

Determinar la cantidad de azufre es de gran relevancia, ya que no sólo se considera para el valor comercial del crudo, sino que también tiene un gran impacto disminuyendo la vida

de los catalizadores durante el proceso de refinación, en la calidad de los productos finales y en la contaminación atmosférica. Además, provoca corrosión en las tuberías y tanques de almacenamiento que lo contienen.

### **Cantidad de cenizas**

Es la cantidad de material no combustible, tal como sílice y residuos metálicos contenidos en el crudo. La determinación del contenido de ceniza es importante para aceites combustibles y lubricantes, nuevos o usados, incluyendo aquellos que contienen aditivos, pero no debe confundirse con el contenido de sedimentos o residuos que no son solubles [14]

## **2 METODOLOGÍA**

Los ensayos realizados por parte de la empresa EP Petroecuador, se desarrollaron mediante los métodos de prueba de la American Society for Testing and Materials (ASTM). La ASTM es una organización que maneja estándares internacionales con la finalidad de integrar a nivel mundial un criterio generalizado dentro de la industria de hidrocarburos para determinar las propiedades fisicoquímicas del crudo utilizando un proceso replicable y seguro.

Mediante la recopilación de información e informes proporcionados por EP Petroecuador, se busca analizar y describir las características del crudo, considerándose este proceso de carácter descriptivo. Se puntualiza los aspectos principales: descripción de la cuenca oriente, ubicación, geología y origen del petróleo en la zona norte del Campo ITT, además de informes de las propiedades fisicoquímicas del crudo.

La información recopilada mediante esta investigación permite caracterizar el crudo pesado de la zona norte del Campo ITT, de manera que proporcionará criterios para el diseño del almacenamiento y transporte de manera óptima y con costos reducidos.

A continuación, se describe los procedimientos de los principales ensayos que se deben considerar para lograr una buena caracterización física, química y reológica del crudo pesado.

### **2.1 Norma ASTM D287 - procedimiento para determinar la gravedad API mediante el método del Hidrómetro**

1. Ajustar la temperatura aproximadamente a un mismo valor, tanto la muestra como el recipiente del hidrómetro.



2. Transferir la muestra dentro del recipiente del hidrómetro con mucho cuidado para que no se generen burbujas de aire y reducir al mínimo la evaporación de elementos muy volátiles.
3. Colocar el recipiente de manera horizontal en un lugar libre de corrientes. Durante todo el proceso de la prueba, se debe procurar que la temperatura del medio no varíe en más de 2 °C.
4. Introducir el hidrómetro en la muestra y empujarlo dos divisiones de escala en la muestra. El vástago debe mantenerse seco para que no afecte el peso efectivo del instrumento e influya en las mediciones obtenidas.
5. Una vez que el hidrómetro se haya detenido y esté flotando, determinar la lectura correcta en la escala del hidrómetro en el que la superficie del líquido corta la escala.
6. Anotar la temperatura de la muestra antes y después de observar el valor de la gravedad. Si las lecturas de temperatura varían en más de 0,1 °C, repetir las observaciones de la temperatura y valor de gravedad de la muestra hasta que la temperatura se encuentre más estable.
7. Registrar la media entre los valores de la temperatura antes y después de la observación como la temperatura de la prueba.

## **2.2 Norma ASTM D96 - procedimiento para determinar el contenido de agua y sedimentos mediante el método de la Centrífuga**

1. Llenar los dos tubos de la centrífuga hasta los 50 mL con la muestra de crudo a prueba.
2. Llenar con solvente en cada tubo hasta los 100 mL. Agregar desemulsionante a los tubos de ser necesario. Si la muestra de crudo es muy viscosa, se puede agregar el solvente en los tubos antes de agregar la muestra. Se debe tener mucho cuidado con las mediciones en este caso.
3. Tapar los tubos e invertirlos de manera continua hasta 10 veces para que la muestra y el solvente se mezclen uniformemente.

4. Aflojar los tapones para evitar el aumento de presión dentro de los tubos durante el calentamiento y sumergir los tubos hasta los 100 mL en el precalentador. Calentar el contenido a  $60\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 3\text{ }^{\circ}\text{C}$ .
5. Tapar los tubos nuevamente e invertirlos de manera continua hasta 10 veces para que la muestra y el solvente se mezclen uniformemente.
6. Apretar los tapones y colocar los tubos en las copas del muñón en lados opuestos de la centrífuga para establecer una condición equilibrada. Se debe centrifugar a una fuerza relativa mínima de 500 rpm durante 5 minutos.
7. Una vez la centrífuga se detenga, verificar la temperatura de la mezcla con un termómetro. Si la temperatura final después de la centrífuga es menor a  $52\text{ }^{\circ}\text{C}$ , la prueba no es válida y se debe repetir el procedimiento desde el punto 4.
8. Leer el volumen combinado de agua y sedimento en el fondo de cada tubo y registrar el valor en base a la Tabla 2.2. Calentar nuevamente los tubos hasta una temperatura de  $60\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 3\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Luego, poner los tubos sin agitar en la centrífuga a la misma velocidad durante 5 minutos. Repetir este procedimiento hasta tener dos lecturas consistentes consecutivas en ambos tubos.

**Tabla 2.2** Lectura para un tubo en forma de cono de 100 mL. [15, p. 4]

<b>Volumen de agua y sedimentos, mL</b>	<b>Lectura aproximada, mL</b>
0,0 – 0,2	0,025
0,2 – 1,0	0,05
> 1,0	0,10

9. Para que la prueba se considere válida, no debe existir una capa (emulsión) entre la capa de aceite y la capa de agua que se perciben en el tubo después del centrifugado. De ser el caso, se pueden realizar las siguientes acciones:
  - a. Agitar la mezcla entre giros en la centrífuga lo suficiente para dispersar la emulsión.
  - b. Usar una cantidad diferente de desemulsionante sin que afecte al volumen de agua y sedimento.
  - c. Usar una cantidad diferente de solvente y de ser satisfactorio, aplicarlo a todas las muestras del mismo tipo de crudo.

## 2.3 Norma ASTM D97 - procedimiento para determinar el punto de fluidez

1. Verter la muestra dentro del frasco de prueba. Calentar la muestra si es necesario para que pueda fluir al recipiente.
2. Ajustar la posición del corcho y el dispositivo de medición de temperatura de modo que el corcho encaje bien, el dispositivo de medición de temperatura y el frasco sean coaxiales y el dispositivo de medición de temperatura se sumerja a la profundidad correcta.
3. Someter la prueba a un tratamiento preliminar según el punto de fluidez esperado. Los tratamientos son:
  - a. *Muestras con puntos de fluidez superiores a 33 °C.* Calentar la muestra a 9 °C por encima del punto de fluidez esperado hasta 45 °C, en un baño mantenido a 12 °C por encima del punto de fluidez esperado hasta 48 °C. Transferir el frasco de prueba a un baño a  $24\text{ °C} \pm 1,5\text{ °C}$  y observar los puntos de fluidez.
  - b. *Muestras con puntos de fluidez de 33 °C e inferiores.* Calentar la muestra hasta los 45 °C, en un baño a  $48\text{ °C} \pm 1,5\text{ °C}$ . Transferir el frasco de prueba a un baño de  $24\text{ °C} \pm 1,5\text{ °C}$ . Cuando la temperatura alcance los 27 °C y se esté utilizando un termómetro de líquido en vidrio, cambiar el termómetro de nube alta por el termómetro de nube baja.
4. Después de que la muestra se haya enfriado para permitir la formación de cristales de cera de parafina, tenga mucho cuidado de no alterar la masa de la muestra ni permitir que el termómetro se desplace en la muestra; cualquier perturbación de la red esponjosa de cristales de cera conducirá a resultados bajos y erróneos.
5. Examinar la apariencia de la muestra cuando la temperatura se encuentre 9 °C por encima del punto de fluidez esperado. Cuando el valor de temperatura sea múltiplo de 3 °C, retirar el frasco de prueba de la cubierta y limpiar la superficie.
6. Si la muestra no para de fluir hasta una temperatura de 27 °C, transferir el frasco a un baño de enfriamiento a  $0\text{ °C} \pm 1,5\text{ °C}$ .
7. Continuar de esta manera hasta llegar a un punto en el que el espécimen no muestra movimiento cuando el frasco de prueba se mantiene en posición horizontal durante 5 s. Registrar la lectura observada del termómetro de prueba.

## **2.4 Norma ASTM D455 - procedimiento para determinar la viscosidad cinemática**

1. Ajustar y mantener el baño del viscosímetro a la temperatura de prueba requerida dentro de los límites 15 °C a 100 °C.
2. Sostener los termómetros en posición vertical, en la misma condición de inmersión que cuando se calibran.
3. Para obtener una medición más confiable, se recomienda usar dos termómetros con certificados de calibración válidos.
4. Seleccionar un viscosímetro limpio, seco y calibrado que tenga un rango que cubra la viscosidad cinemática estimada (es decir, un capilar ancho para un líquido muy viscoso y un capilar más angosto para un líquido menos viscoso).
5. Utilizar una muestra totalmente representativa, ya que la viscosidad cinemática de la muestra actual puede verse afectada por el historial térmico de procesos anteriores.
6. Calcular dos valores para la viscosidad cinemática de la muestra de prueba, las mismas que se utilizan para calcular el resultado final.
7. Los viscosímetros necesitan ser precalentados en un horno previo a ser insertados en el baño y a cargar la muestra, de manera que la muestra no se enfríe y se mantenga de la temperatura de prueba.
8. Ajustar el volumen de la muestra una vez transcurrido 10 minutos, de manera que coincida las marcas de llenado con las especificaciones del viscosímetro.
9. Permitir que los viscosímetros cargados tengan suficiente tiempo para alcanzar la temperatura de prueba.
10. En un baño para acomodar varios viscosímetros, nunca agregue o retire, ni limpie un viscosímetro mientras se usa otro viscosímetro para medir el tiempo de flujo.
11. El tiempo requerido para que el anillo de contacto pase de la primera marca de tiempo a la segunda, debe ser medido en segundos con una precisión de 0,1 segundos mientras la muestra fluye libremente.
12. Calcular la viscosidad cinemática en  $\text{mm}^2/\text{s}$  a partir de cada tiempo de flujo medido para los dos valores determinados.

13. Usar el promedio de estos valores determinado para calcular el resultado de viscosidad cinemática que se informará y registrará como resultado.

## **2.5 Norma ASTM D323 - procedimiento para determinar la presión de vapor mediante el método de Reid**

1. Colocar la muestra en el refrigerador durante 4 minutos para evitar que los componentes más volátiles se pierdan de la muestra al momento de abrir el recipiente.
2. Encender el baño de agua y establecer a una temperatura de  $37,8\text{ °C} \pm 0,1\text{ °C}$ . Verificar en la termocupla del equipo que la temperatura del baño aumente de manera homogénea. Mantener esta temperatura.
3. Lavar la cámara de líquido y poner en el congelador en una posición vertical con el fin de mantener una temperatura entre  $0\text{ °C}$  y  $1\text{ °C}$  durante 10 minutos.
4. Sacar la muestra y verter la misma dentro de la cámara de líquido con cuidado hasta rebosar. Eliminar cualquier desbordamiento de muestra dentro de la cámara de líquido para evitar incendios.
5. Retirar la cámara de aire del baño de agua y procurar los movimientos bruscos que pueden promover el intercambio de aire con la temperatura ambiente.
6. Ensamblar la cámara de aire con la cámara de líquido con un giro de  $180^\circ$ . Mientras la muestra ocupa la cámara de aire, agitar hasta ocho veces para un correcto llenado.
7. Colocar el equipo en la posición correcta con el manómetro hacia arriba y sumergir en un baño de agua, procurando que la temperatura se mantenga en  $37,8\text{ °C} \pm 0,1\text{ °C}$ . Después de 5 minutos, observar la lectura del manómetro.
8. En intervalos de 5 minutos, observar la lectura del manómetro, sacar el equipo del baño de agua y agitarlo 8 veces. Repetir esta acción hasta 5 veces.
9. La prueba se considera válida una vez que las dos últimas lecturas del manómetro sean las mismas. En este momento el proceso ha alcanzado el equilibrio y se debe registrar la presión manométrica final como la presión de vapor Reid de la muestra.

## **2.6 Norma ASTM D56 - procedimiento para determinar el punto de inflamación mediante la prueba tag de copa cerrada**

1. Con una probeta graduada medir 50 mL  $\pm$  5 mL de la muestra. Mantener una temperatura de 27 °C  $\pm$  5 °C o mínimo 10 °C de la muestra y el vaso durante todo este punto.
2. Encender la llama de prueba y ajustarla al tamaño de la cuenta de la tapa, para que la temperatura de la muestra aumente a una velocidad de 1 °C por cada minuto.
3. Cuando la temperatura de la muestra dentro de la copa sea de 5 °C por debajo de su punto de inflamación esperado, se debe aplicar la fuente de ignición. Repetir este procedimiento cada que la temperatura de la muestra aumente 0,5 °C.
4. Tener cuidado al usar una llama de prueba, si la llama se apaga, no puede encender la muestra y el gas que ingresa al espacio de vapor puede influir en el resultado. Cuando la llama se apague prematuramente, se suspenderá la prueba y se descartará cualquier resultado.
5. Cuando se observe un destello distintivo dentro de la copa de prueba durante la aplicación de la fuente de ignición, registrar la temperatura de la muestra como el punto de destello observado. No confundir el destello verdadero con el halo azulado que a veces rodea la fuente de ignición durante las aplicaciones que preceden inmediatamente al destello real.

## **2.7 Norma ASTM D240 - procedimiento para determinar el poder calórico bruto mediante el calorímetro de bomba**

1. Controlar el peso de la muestra, de manera que el aumento de temperatura producido por su combustión sea igual al de 0,9 g a 1,1 g de ácido benzoico.
2. Pesar la muestra precisión de 0,1 mg. (para su control se puede añadir cualquier combustible auxiliar).
3. Filtrar la muestra para eliminar agua y partículas (cenizas) insolubles antes de la prueba, ya que degradarán los valores calorimétricos.
4. Colocar un troco de cinta sensible a presión en la parte superior del vaso de manera que selle herméticamente, pesar el vaso y la cinta.
5. Llenar una jeringa hipodérmica con la muestra y agregar al vaso insertando la punta de la aguja a través del disco de la cinta en un punto de modo que la solapa de la cinta cubra la punción al retirar la aguja.

6. Pesar nuevamente el vaso, la cinta y la muestra. Cuidadosamente colocar la copa en el electrodo curvo y el cable fusible de modo que la parte central del bucle presione hacia abajo el centro del disco de cinta.
7. Agregar 1.0 ml de agua a la bomba desde una pipeta y cargar lentamente la bomba con oxígeno a una presión manométrica de 3.0 Mpa ( 30 atm) a temperatura ambiente una vez que la muestra de prueba y el fusible estén en su lugar.
8. Aplicar el procedimiento según corresponda para el método de chaqueta isotérmica o el método de chaqueta adiabática.
9. Usar una lupa para estimar todas las lecturas, para el termómetro de calorímetro de bomba ASTM 56C medir con una precisión de 0,001 °C y las lecturas del termómetro de resistencia de 25 Ω, medir con una precisión de 0,0001 Ω.

## **2.8 Norma ASTM D4294 - procedimiento para determinar el contenido de azufre mediante espectrometría de fluorescencia de rayos X de dispersión de energía**

1. Realizar un control de calidad del equipo antes de analizar las incógnitas para verificar que la prueba está bajo control. En el caso de estándares de calibración de menos 100 mg/kg, repetir la medición usando una copa recién prepara y una muestra nueva.
2. Llenar la copa hasta un 75% del volumen con la muestra. Si la muestra es altamente viscosa, calentar lo suficiente la misma para poder verter dentro de la copa.
3. Si la concentración del primer análisis es inferior a 100 mg/kg, se debe repetir la medición con otra copa recién prepara y una nueva muestra.
4. Obtener el promedio de estas dos lecturas para el contenido de azufre.
5. Comparar con la Tabla 2.3 para tener un tiempo estimado del instrumento e intensidad de rayos X.

**Tabla 2.3** Tiempos distintivos para la determinación del contenido de azufre. [16, p. 5]

<b>Rango de contenido de azufre, % en masa</b>	<b>Tiempo transcurrido, segundos</b>
<b>0,0000 – 0,1000</b>	200 – 300
<b>0,1 – 5,0</b>	100
<b>1,0 – 5,0</b>	100

## 2.9 Norma ASTM D482 - procedimiento para determinar el contenido de cenizas

1. Calentar el plato que se usará para la prueba. El plato estará expuesto a una temperatura de 700 °C a 800 °C durante 10 minutos. Enfriar el plato a temperatura ambiente y pesar con una precisión de 0,1 mg.
2. Calentar la muestra a utilizar durante la prueba lo suficiente para poder mezclarla y homogenizar la misma durante 10 minutos. Si no es posible realizar la mezcla manualmente usar un agitador mecánico. Cuando la muestra sea altamente viscosa, calentar el recipiente cuidadosamente hasta que la muestra esté completamente líquida y mezclar cuidadosamente.
3. La cantidad de muestra necesaria para la prueba dependerá de la cantidad de ceniza que se espera al finalizar el proceso. En la Tabla 2.4 se puede observar dichos valores para la cantidad de ceniza esperada.

**Tabla 2.4** Masa de la muestras y masa de ceniza. [17, p. 2]

<b>Ceniza esperada, % en masa</b>	<b>Masa de la muestra a prueba, g</b>	<b>Masa de la ceniza, mg</b>
0,18	11	20
0,10	20	20
0,05	40	20
0,04	50	20
0,02	100	20
0,01	100	10

4. Determinar la masa de la muestra a temperatura ambiente. Se la puede obtener por la diferencia de masa inicial y final del recipiente de muestra pesado a temperatura ambiente.
5. Calentar el plato con la muestra cuidadosamente hasta que la llama pueda encender el contenido. Continuar hasta que quede un residuo carbonoso cuando termine la combustión.
6. Evitar el sobrecalentamiento para que ni la muestra de prueba ni el plato se calienten hasta una apariencia al rojo vivo, ya que esto puede resultar en la pérdida de cenizas. Asimismo, la llama nunca debe estar más alta que el borde del plato para evitar que la corteza se sobrecaliente y se produzcan chispas que pueden provocar una pérdida considerable de cenizas.



7. Calentar el residuo en la mufla a  $775\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 25\text{ }^{\circ}\text{C}$  durante 20 minutos. Una vez terminado, enfriar el plato a temperatura ambiente y pesar la misma con una precisión de 0,1 mg.
8. Repetir el punto anterior hasta que los pesajes consecutivos tengan una diferencia máxima de 0,5 mg.

Los datos de las propiedades fisicoquímicas del crudo de la zona norte del Campo ITT que se encuentran en los informes facilitados por EP Petroecuador permitieron realizar un análisis detallado para describir correctamente el crudo mediante un análisis estadístico descriptivo.

Los datos suministrados en los informes han sido recopilados desde el 2018 mediante ensayos realizados por la empresa estatal, pero no todas las propiedades cuentan con esta información. Entre otros, existen datos que no se han podido rescatar, debido a los problemas de operación como taponamiento de tuberías existentes en el proceso de medición.

Luego de verificar los datos disponibles, se observó la existencia valores atípicos. Valores que estaban asociados a problemas técnicos en la toma de muestras o durante los ensayos de laboratorio, además de información que no ha sido recolectada por parte de EP Petroecuador durante los años de producción del Bloque 43. Los datos validados mediante un análisis estadístico descriptivo fueron compilados en una tabla para cada propiedad físico química disponible.

Las propiedades fisicoquímicas del crudo de la zona norte del Campo ITT recopiladas mediante informes de laboratorio por EP Petroecuador son: grados API, contenido de agua y sedimentos (BSW), porcentaje de Asfaltenos, análisis de  $\text{H}_2\text{S}$  en partes por millón (ppm) y las viscosidades cinemáticas y dinámicas. Así mismo, la información recopilada para dichas propiedades fisicoquímicas se encontró clasificada a través de cada campo, islas de producción (PAD) y pozo con sus respectivas fechas de registro. Además, se incluyó un análisis SARA de un pozo representativo de los campos Tiputini, Tambococha e Ishpingo.

Se encontró otro tipo de información referente a las propiedades fisicoquímicas del agua de formación como: sólidos no calcinables, grados API, cantidad de azufre, entre otros y que por alcances del proyecto no fueron considerados en esta investigación.

Una vez revisada la información de cada propiedad fisicoquímica del crudo se determinó que todas las propiedades se asignarían como variables cuantitativas. La realización de

los gráficos sobre estas variables cuantitativas permitió observar cómo la información de las propiedades se encuentra distribuida y dispersa en referencia al valor promedio.

Debido a la gran magnitud de datos proporcionados por EP Petroecuador recolectados durante el tiempo de producción del Bloque 43 el análisis estadístico descriptivo basado en la representación gráfica de conjunto de datos fue de gran ayuda para discernir y describir cada una de las propiedades del crudo analizadas en la presente investigación. Los histogramas, gráficas de barras, gráficas de dispersión y gráficas de caja y bigotes permitieron dar un resumen de la información almacenada para cada propiedad fisicoquímica. Si en el análisis se observan lecturas atípicas, se realiza nuevamente la estadística excluyendo los datos anómalos.

Con el objetivo de resumir y dar a entender la información almacenada, existen diversas fórmulas que ofrecen las medidas dentro de la estadística descriptiva para conocer e interpretar los datos analizados. Así, están aquellas que ofrecen información sobre el centro, otras sobre la dispersión o variabilidad y otras sobre la posición de un valor.

- **Medidas de tendencia central:** denominadas así porque ofrecen información sobre el centro de conjunto de datos. La Media aritmética y la Mediana son medidas de tendencia central.

$$\text{Media } (X) = \bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^N X_i}{N}$$

**Ecuación 2.1.** Ecuación Media Aritmética.

- **Medidas de dispersión:** también conocidas como medidas de variabilidad, que permiten determinar qué tan dispares se encuentran los datos. La desviación estándar y la varianza son medidas de dispersión.

$$\text{Desviación Estándar} = s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2}{n - 1}}$$

**Ecuación 2.2.** Ecuación Desviación Estándar.

$$\text{Varianza} = s^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2}{n - 1}$$

**Ecuación 2.3.** Ecuación Varianza.

- **Medidas de posición:** permiten dividir un grupo de números en partes iguales y de esta manera detectar a que grupo pertenece un dato en específico. El más conocido es el cuartil que se divide en primer cuartil, segundo cuartil y tercer cuartil.

$$Cuartil = Q_a = L_i + \frac{\frac{aN}{4} - F_{i-1}}{f_i} * A_i$$

**Ecuación 2.4.** Ecuación Cuartil.

Luego de describir las propiedades fisicoquímicas del crudo de la zona norte del Campo ITT, se compararon con los datos de la zona complementaria, obteniendo rangos que generalicen una descripción adecuada y concreta para el Bloque 43.

Con los rangos obtenidos en base a la información analizada y la descripción de cada propiedad fisicoquímica del crudo de la zona norte del Campo ITT, se seleccionó un método de recuperación que cumpla con estas características. De esta manera se optimiza el proceso de producción en base a un análisis actualizado de las propiedades fisicoquímicas del crudo.

### **3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

Se presentan las propiedades fisicoquímicas más representativas e importantes detalladas en los informes facilitados por EP Petroecuador, y que permiten la caracterización del crudo pesado de la zona norte del Bloque 43. La información se presenta en tablas y gráficas que permiten realizar un análisis estadístico descriptivo de la información analizada en esta investigación. De los informes de los ensayos realizados por la empresa petrolera estatal del Ecuador se analizaron la gravedad API, contenido de agua y sedimentos, viscosidad cinemática, porcentaje de asfaltenos y análisis de H<sub>2</sub>S.

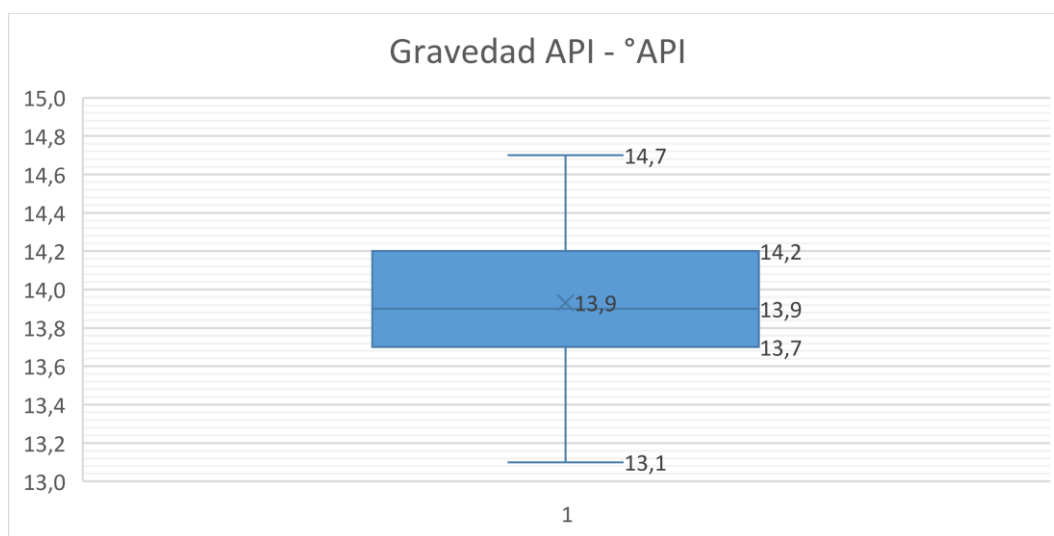
Adicional, con la finalidad de complementar la información para una adecuada caracterización se realizó ensayos de laboratorio para una muestra de la zona norte del Bloque 43 (Campo Tiputini) (Anexo I). Los ensayos realizados son: contenido de cenizas, punto de fluidez y punto de inflamación respectivamente. También se incluye el informe de resultados para una muestra del Bloque 43 obtenidos por Bryan Celin en su trabajo de titulación.

## 3.1 Resultados

### Gravedad API

Para la gravedad API de la zona norte del Bloque 43 se tiene un registro de 59 muestras tomadas a partir del 2018 hasta abril 2022 (Anexo II). Para mejorar la interpretación de los datos se los resumió en un gráfico de caja y bigotes.

La gráfica de caja y bigotes para la gravedad API se presenta en la Figura 3.3.



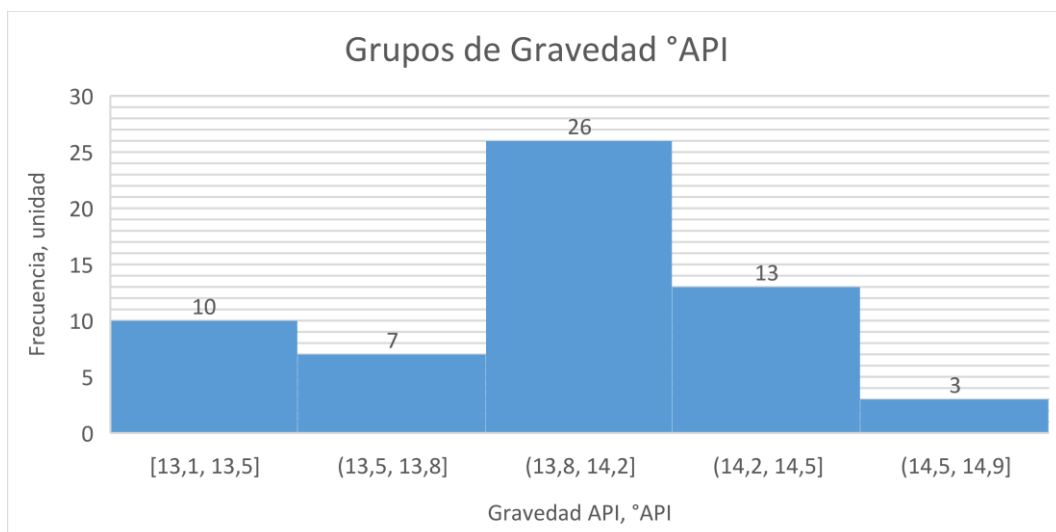
**Figura 3.3** Gráfico de caja y bigotes – Gravedad API

**Elaborado por:** Garzón K., 2022

Para los valores de gravedad API representados en la Figura 3.3, se observa que la parte izquierda o inferior de la caja es menor que la de la derecha o superior; es decir, los valores de gravedad API comprendidos entre el 25 % y el 50% de la muestra está menos dispersos que entre el 50 % y el 75 %. Además, al no existir datos atípicos, significa que la gravedad API tiene un comportamiento normal, simétrico y que los datos para la zona norte del Bloque 43 fueron medidos correctamente.

Además, en el histograma de la gravedad API, se observa que los valores con mayor frecuencia están en el intervalo de 13,8 °API a 14,2 °API; que da una idea del tipo de crudo, según la gravedad API, que contiene la zona norte del Bloque 43. De manera que, el crudo de la zona norte del Bloque 43 es crudo pesado.

El histograma para la gravedad API se presenta en la Figura 3.4.



**Figura 3.4** Histograma – Gravedad API

**Elaborado por:** Garzón K., 2022

Los datos representados en la Figura 3.4 se confirman mediante la Tabla 3.5; tabla que presenta los valores de las medidas de tendencia central y dispersión para la gravedad API.

**Tabla 3.5** Medidas de tendencia central y dispersión – Gravedad API

<b>Medidas - Gravedad API</b>	
<b>Media</b>	13,93
<b>Moda</b>	13,90
<b>Desviación estándar</b>	0,39

**Elaborado por:** Garzón K., 2022

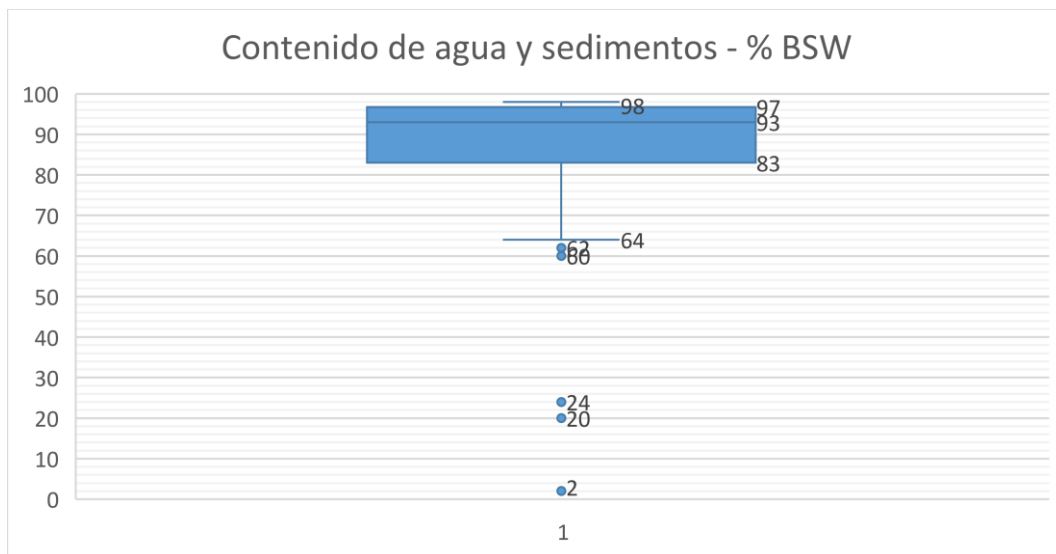
Por lo tanto, se reafirma que el crudo de la zona norte del Bloque 43 es un crudo pesado que está entre  $13,93 \text{ °API} \pm 0,39 \text{ °API}$ .

Por consiguiente, el valor de gravedad API de la muestra de crudo realizada en laboratorio  $12,4 \text{ °API} \pm 1,0 \text{ °API}$  [18] no pertenece a la zona norte del Bloque 43.

### **Contenido de agua y sedimentos**

Para el contenido de agua y sedimentos de la zona norte del Bloque 43 se tiene un registro de 72 muestras (Anexo III); datos que fueron analizados en esta investigación.

La gráfica para el contenido de agua y sedimentos se presenta en la Figura 3.5.



**Figura 3.5** Gráfico de caja y bigotes - Contenido de agua y sedimentos

**Elaborado por:** Garzón K., 2022

Se observó que para los valores de contenido de agua y sedimentos representados en la Figura 3.5, existen datos atípicos (2 %, 20 %, 24 %, y 60 %). Los datos atípicos se presentan debido a medidas erróneas llevadas a cabo en su procedimiento o a su vez por acontecimientos extraordinarios presentes en la producción de los pozos. En lo particular para este caso, al tener cortes de agua muy bajos (2 %, 20 % y 24 %), se puede pensar que el 42,2 % son pozos que están empezando a producir crudo en el campo Tiputini; es decir, pozos nuevos.

Por otra parte, los extremos de los bigotes representan los valores mínimo y máximo del contenido de agua y sedimentos, 64 % y 98 % respectivamente, esto significaría que existe una alta producción de agua y presencia de impurezas en la zona norte del Campo ITT. En la distribución del contenido de agua y sedimentos se observa que la parte izquierda de la caja es mayor que la de la derecha; esto indica que los valores comprendidos entre el 25% y el 50 % de la muestra está más disperso que entre el 50 % y 75 %.

Debido a la presencia de datos atípicos, la gráfica presenta una distribución asimétrica sesgada hacia la izquierda. En la Tabla 3.6 se presentan los valores atípicos que afectan la distribución de los datos para el contenido de agua y sedimentos de la zona norte del Bloque 43.

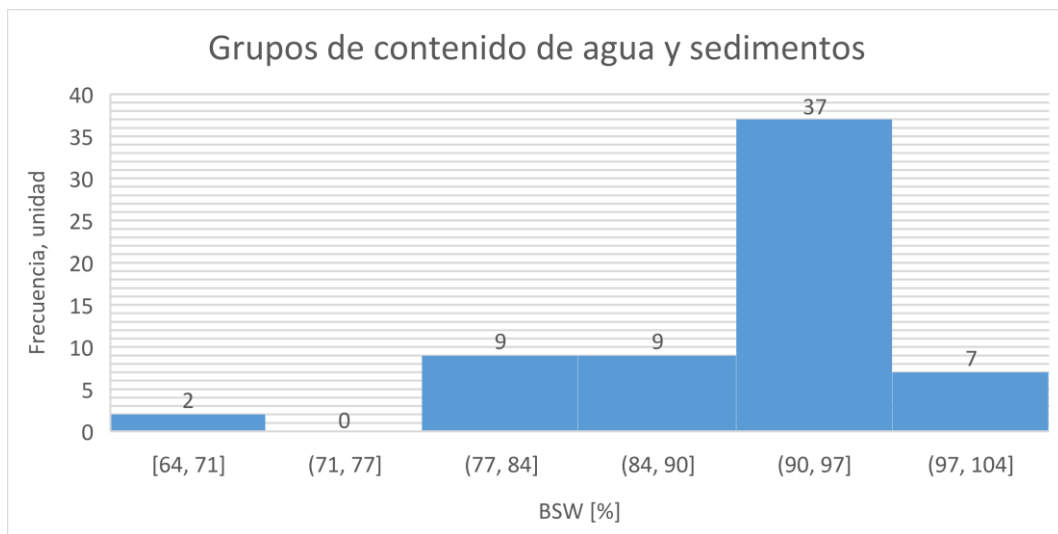
**Tabla 3.6** Valores atípicos - BSW

No. Muestra	BSW [ % ]
8	2
26	60
27	62
36	24
51	20
53	2

**Elaborado por:** Garzón K., 2022

Además, en el histograma para el contenido de agua y sedimentos se observa que los valores con mayor frecuencia se encuentran en el intervalo de 90 % y 97 %, siendo un indicativo para afirmar que, en la zona norte del Campo ITT el fluido producido tiene bastante presencia de agua e impurezas.

En la Figura 3.6 se presenta el histograma para el contenido de agua y sedimentos de la zona norte del Bloque 43.

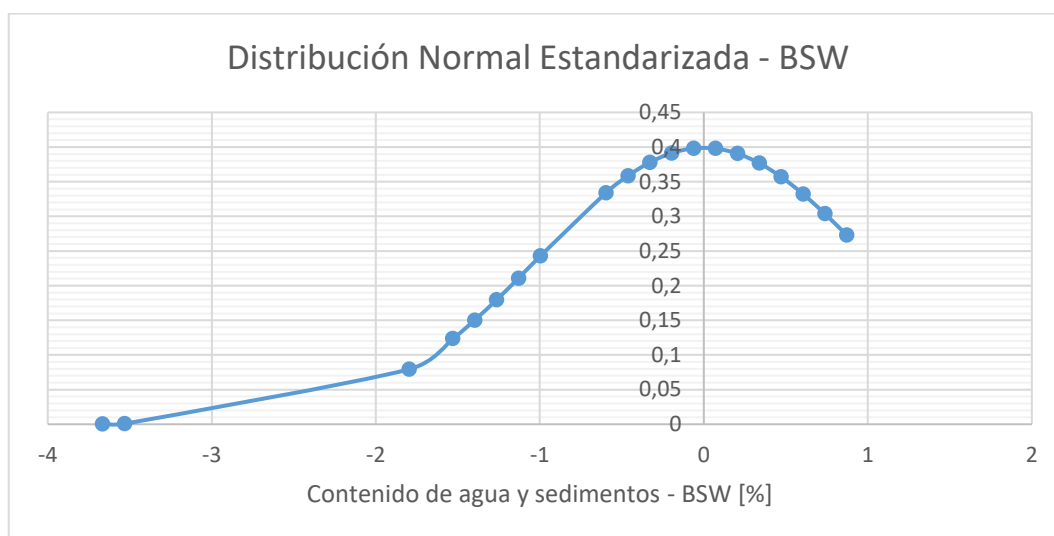


**Figura 3.6** Histograma – Contenido de agua y sedimentos

**Elaborado por:** Garzón K., 2022

Aún eliminado los valores atípicos del conjunto de datos, se observó que la gráfica de distribución normalizada sigue presentando un sesgo hacia la izquierda; es decir, los datos no están distribuidos normalmente. Por tanto, se deberá investigar las posibles causas para que este no siga afectando los resultados.

En la Figura 3.7 se presenta la distribución normal estandarizada del contenido de agua y sedimentos.



**Figura 3.7** Distribución Normal Estandarizada – BSW

**Elaborado por:** Garzón K., 2022

Por tanto, el 57,8 % de los pozos productores en el Campo Tiputini tienen un alto corte de agua, esto significa que tiene una producción alta de agua e impurezas en comparación al 42,2 % de los pozos relativamente nuevos.

En la Tabla 3.7 se presentan los valores de las medidas de tendencia central y dispersión para el contenido de agua y sedimentos.

**Tabla 3.7** Medidas de tendencia central y dispersión – BSW [ % ]

<b>Medidas - Contenido de agua y sedimentos</b>	
Media	91
Moda	97
Desviación estándar	7,49

**Elaborado por:** Garzón K., 2022

Finalmente, mediante los valores de la media, moda y desviación estándar se determina que el contenido de agua y sedimentos para la zona norte del Bloque 43 está entre 91 % de BSW  $\pm$  7,49 % de BSW.

Por consiguiente, el valor del contenido de agua y sedimentos de la muestra de crudo realizada en laboratorio de 35,24 % de BSW  $\pm$  25,37 % de BSW [18] no pertenece a la



zona norte del Bloque 43, ya que la mayor frecuencia estuvo representada por pozos con un alto corte de agua.

### Viscosidad cinemática

Respecto a las viscosidades cinemáticas para la zona norte del Bloque 43, se tiene un registro de 6 muestras (Anexo IV), desde enero hasta julio del presente año. Los valores de viscosidad cinemática para las seis muestras de crudo fueron medidos a diferentes temperaturas empezando desde los 60 °F hasta los 220 °F. La viscosidad cinemática promedio para las 6 muestras medidas a 60 °F es de 26.951,14 cSt.

En la Tabla 3.8 se presenta la viscosidad cinemática y gravedad API de 6 muestras medidas a 60 °F.

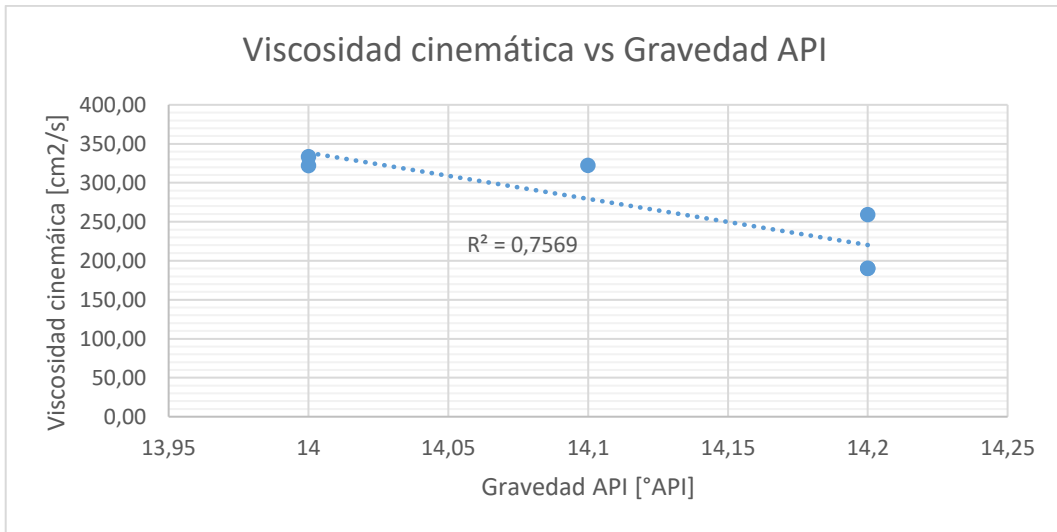
**Tabla 3.8** Viscosidad cinemática @ 60 [°F]

No. Muestra	Gravedad API [ °API ]	Viscosidad cinemática [ cm <sup>2</sup> /s ]
1	14,2	258,91
2	14,0	322,10
3	14,1	322,20
4	14,0	333,57
5	14,2	190,14
6	14,2	190,14

**Elaborado por:** Garzón K., 2022

Se observó que las muestras No. 1, No. 5, No. 6 y las muestras No. 2, No 4, presentan un mismo valor de gravedad API; es decir, 14,2 [°API] y 14,0 [°API], respectivamente, pero su viscosidad cinemática varía. En otras palabras, la estructura molecular, el peso molecular y la temperatura presente en las muestras es diferente para cada una, considerando que todas pertenecen a la zona norte del Bloque 43.

En la Figura 3.8 se representa la línea de tendencia entre la viscosidad cinemática y la gravedad API que tienen 6 muestras de crudo para la zona norte del Campo ITT. La línea de tendencia tiene una relación negativa, es decir a medida que aumenta la gravedad API del crudo, la viscosidad cinemática disminuye.

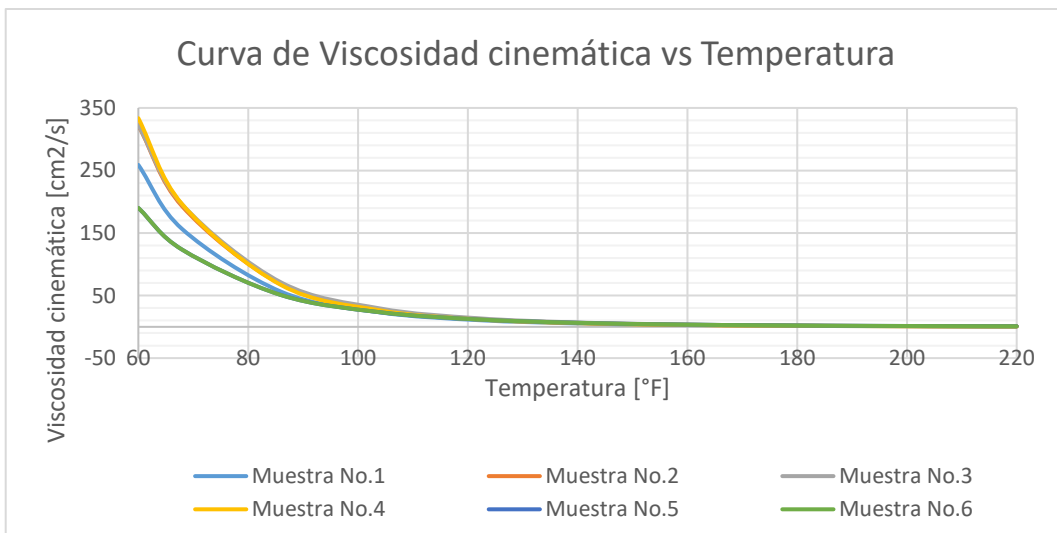


**Figura 3.8** Diagrama de dispersión – Viscosidad cinemática vs Gravedad API

**Elaborado por:** Garzón K., 2022

Además, mediante el coeficiente de determinación  $R^2 = 0,7569$  se afirmó que las muestras tienen una relación significativa. En otras palabras, se puede establecer que el modelo de los datos representados en la gráfica si se ajustan a la variable real.

En la Figura 3.9 se representa la variación de la viscosidad cinemática con respecto a la variación de la temperatura en un rango de 60 °F a 220 °F.



**Figura 3.9** Viscosidad Cinemática vs Temperatura

**Elaborado por:** Garzón K., 2022

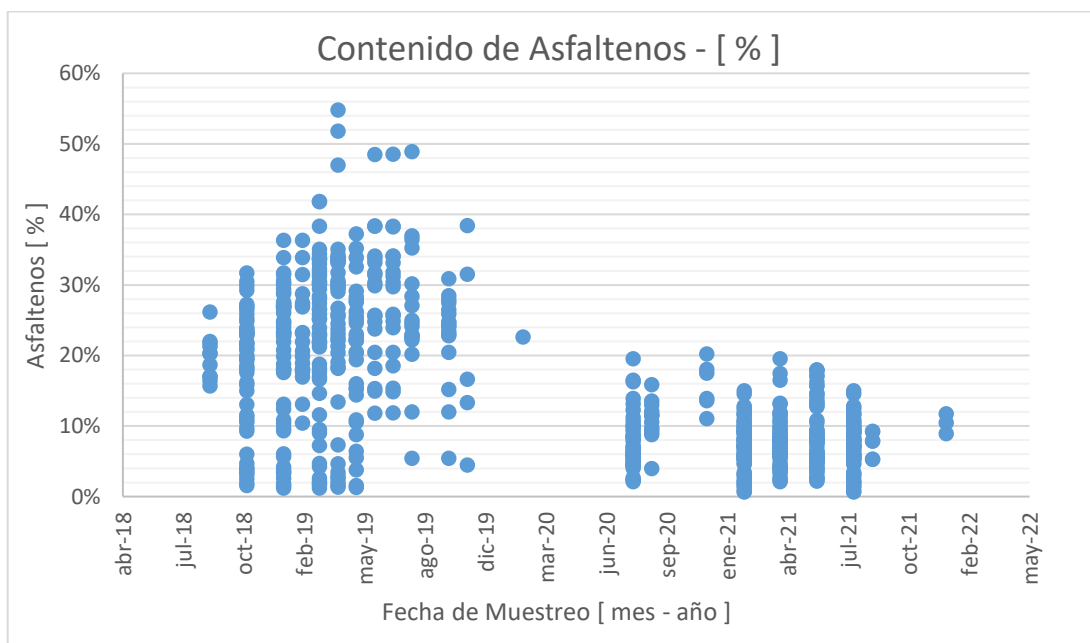
Es así como, al tener viscosidades cinemáticas elevadas, la producción y el transporte de crudo se torna complejo, de manera que se deberá buscar alternativas que minimicen el impacto de las altas viscosidades en la zona norte del Bloque 43.

El ensayo de laboratorio realizado a una muestra del Bloque 43 presenta un valor de 51.076,93 cSt @ 20 °C, 27.076,54 cSt @ 25 °C y 15.601,05 cSt @ 30 °C [18] para la viscosidad cinemática. En el Anexo V se presenta el cálculo respectivo para llevar estos valores a condiciones de temperatura similares (60 °F) a las analizadas en la Tabla 3.8.

La viscosidad cinemática de esta muestra a 60 °F (16 °C) es de 91.902,03 cSt (919,02 cm<sup>2</sup>/s). De manera que, la viscosidad cinemática de esta muestra no pudo ser relacionada con los valores de la Tabla 3.8 ya que su gravedad API; 12,4 °API no corresponde a la zona norte del Campo ITT.

### Contenido de asfaltenos

Para el contenido de asfaltenos de la zona norte del Bloque 43, se tiene un registro de 674 muestras tomadas a partir de noviembre 2018 hasta enero 2022 (Anexo VI). En la Figura 3.10 se presenta la gráfica de dispersión para el contenido de asfaltenos.



**Figura 3.10** Diagrama de dispersión - Contenido de Asfaltenos

**Elaborado por:** Garzón K., 2022

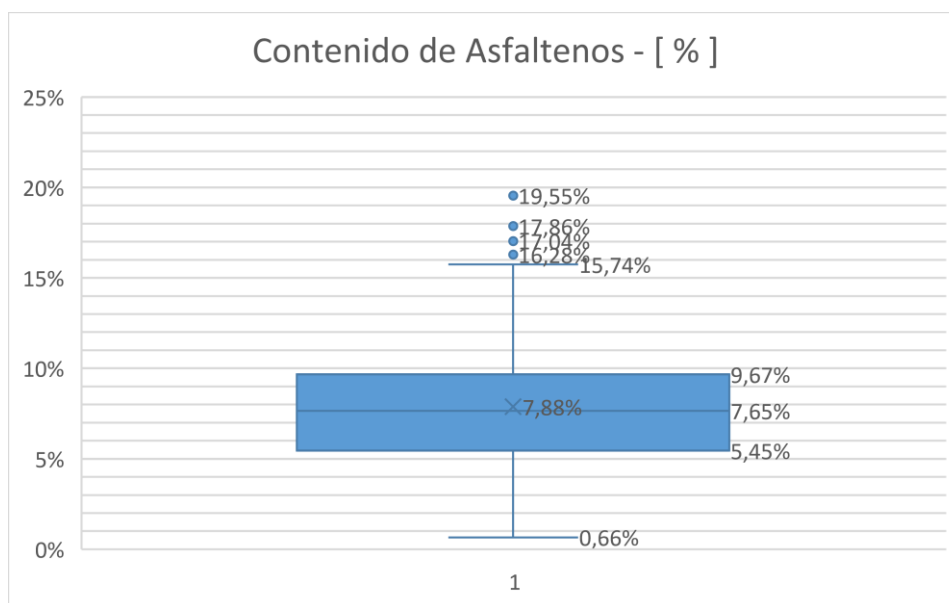
Se observó mediante el diagrama de dispersión que el contenido de asfaltenos para la zona norte del Bloque 43 es alto durante el año 2019, por otra parte, a partir de agosto

2020 hasta enero 2022 el contenido de asfaltenos es bajo, aproximadamente del 0 % al 20%.

Esta disminución de contenido de asfaltenos pudo ser motivo de cambios que se presentaron durante la producción de los pozos, tales como cambios de presión, temperatura y composición. Además, se conoce que los crudos pesados que poseen altas concentraciones de asfaltenos, se suelen mantener estables durante la producción. Es así, que mediante la Figura 3.10 podemos afirmar que las bajas concentraciones de asfaltenos, no fueron un problema para la producción del crudo pesado en la zona norte del Bloque 43 y no presentó precipitación de asfaltenos.

Para continuar con el análisis estadístico descriptivo se consideró únicamente los datos del año 2021 (272 muestreos), ya que al tomar en cuenta agosto, septiembre y diciembre 2020 (64 muestreos) y enero 2022 (3 muestreos) las gráficas y análisis no presentaron una distribución normal.

La gráfica de caja y bigotes permitió mejorar la interpretación de los datos recopilados para la zona norte del Campo ITT y se representa en la Figura 3.11.



**Figura 3.11** Diagrama de caja y bigotes – Contenido de asfaltenos

**Elaborado por:** Garzón K., 2022

Según el diagrama representado en la Figura 3.11 existen valores atípicos (16,28 %, 17,04%, 17,86 % y 19,55 %), es decir existen muestras que se encuentran más alejadas del límite superior. Para este caso, los valores atípicos pueden ser motivo de altas

cantidades de azufre, nitrógeno y metales presentes en el petróleo crudo o a su vez por errores durante su medición.

Los valores atípicos se presentan en la Tabla 3.9.

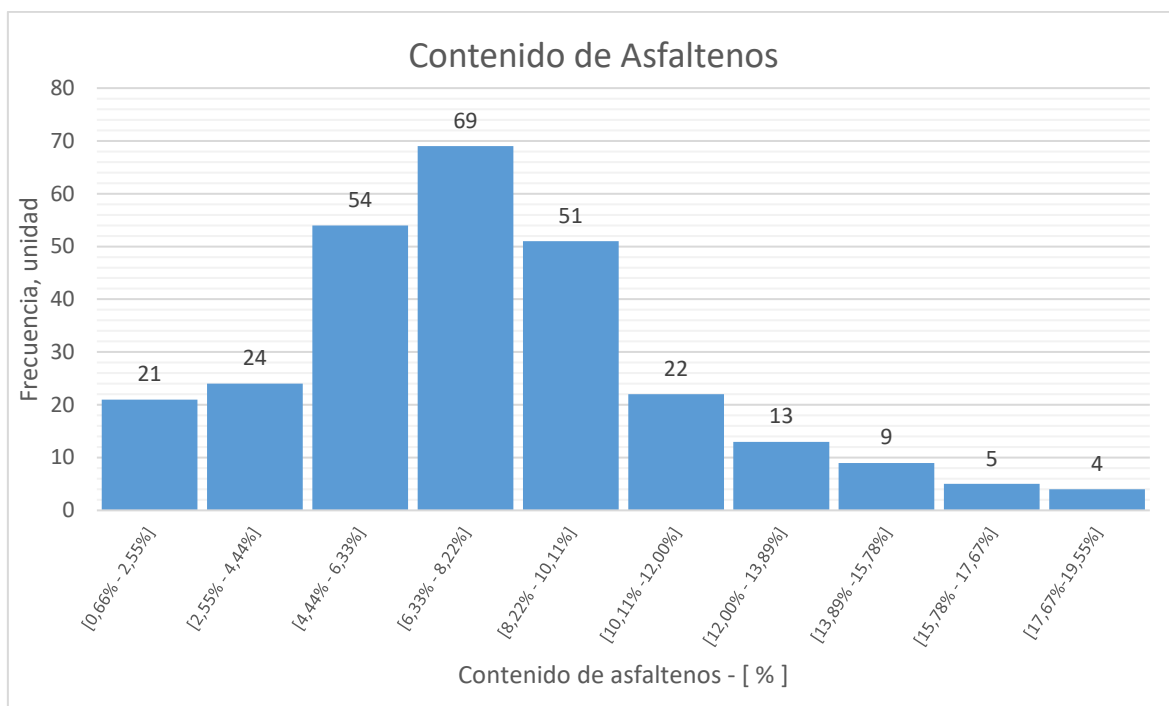
**Tabla 3.9** Valores atípicos – Contenido de asfaltenos

No. Muestra	Asfaltenos [ % ]	Fecha Muestreo [mm/aa]
544	14,67	jun-21
443	15,00	feb-21
600	15,67	jun-21
543	15,74	jun-21
541	16,28	jun-21
549	17,04	jun-21
535	17,86	jun-21
521	19,55	abr-21

**Elaborado por:** Garzón, 2022

Además, se observó en la Figura 3.11 que la mediana se encuentra situada en el centro de la caja, esto quiere decir que el contenido de asfaltenos tiene una distribución simétrica y los datos no están tan dispersos.

En la Figura 3.12 se presenta un histograma para conocer el rango con mayor frecuencia del contenido de asfaltenos, sin tomar en cuenta los valores atípicos. Encontrándose éste en el intervalo de 4,44 % y 10,11 %.



**Figura 3.12** Histograma – Contenido de asfaltenos

**Elaborado por:** Garzón K., 2022

Los datos representados en la Figura 3.12 se confirman mediante la Tabla 3.10; tabla que presenta los valores de las medidas de tendencia central y dispersión para el contenido de asfaltenos.

**Tabla 3.10** Medidas de tendencia central y dispersión – Contenido de asfaltenos

<b>Medidas - Contenido de asfaltenos [ % ]</b>	
Media	7,71
Moda	7,27
Desviación estándar	3,64

**Elaborado por:** Garzón K., 2022

De tal manera, se corrobora que el crudo de la zona norte del Campo ITT es un crudo pesado con una concentración de asfaltenos entre 7,71 % ± 3,64 %.

Por otra parte, la concentración de asfaltenos para la muestra realizada en laboratorio es de 8,4 % ± 1,12 % [18] concluyendo de esta manera que esta muestra de crudo pertenece a la zona norte del Bloque 43.

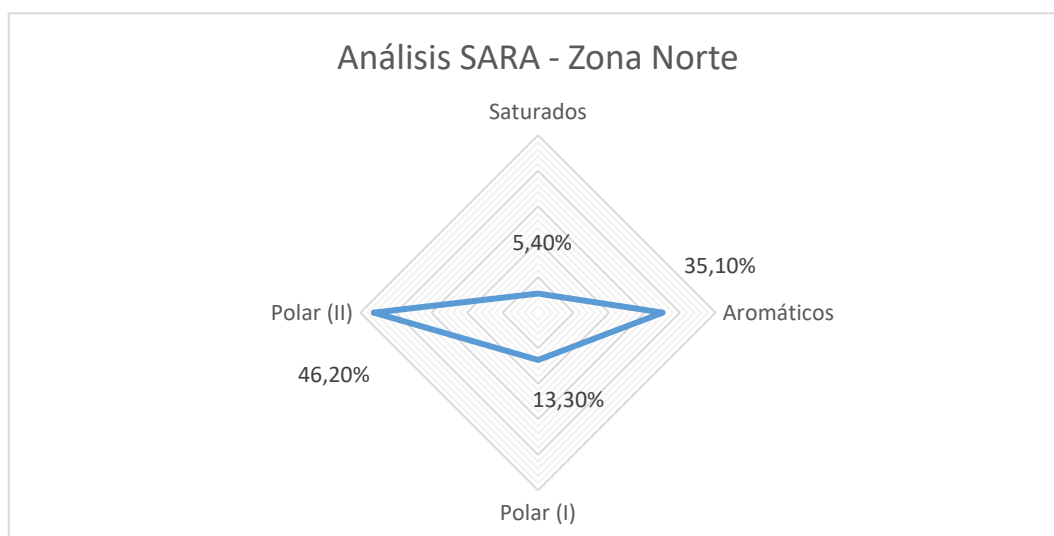
Adicional, para complementar el análisis del contenido de asfaltenos en el Campo Tiputini, la Tabla 3.11 presenta los datos resultantes para el análisis SARA (Saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos) de una muestra en dicho campo.

**Tabla 3.11** Análisis SARA - Zona Norte Bloque 43

<b>TIPUTINI - 054</b>	
<b>PROPIEDAD</b>	<b>RESULTADO [ % ]</b>
Saturados	5,40
Aromáticos	35,10
Polar (I)	13,30
Polar (II)	46,20

**Fuente:** EP Petroecuador, 2022

La Figura 3.13 permitió interpretar el fraccionamiento del crudo de la zona norte del Bloque 43.



**Figura 3.13** Análisis SARA – Zona Norte Bloque 43

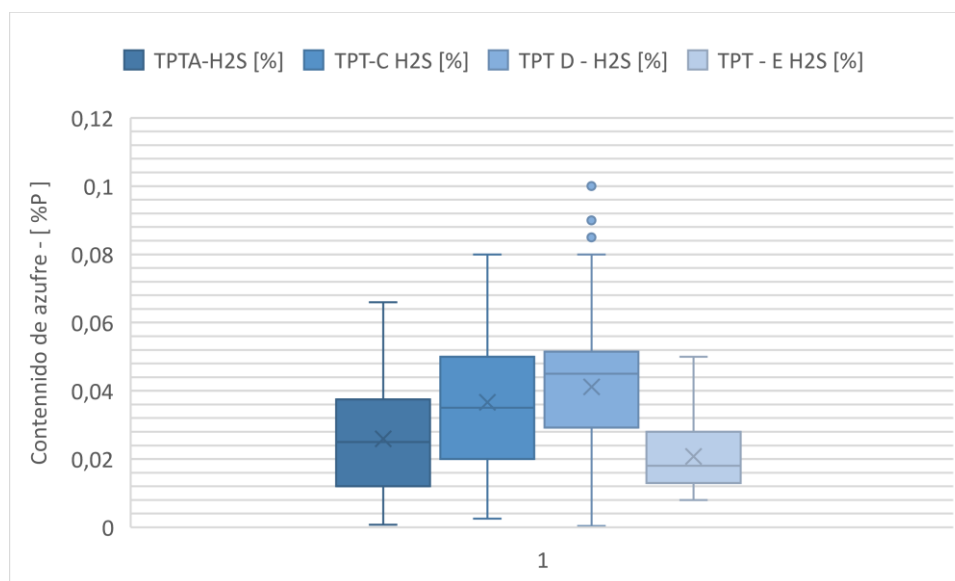
**Elaborado por:** Garzón K., 2022

El procedimiento para el fraccionamiento molecular mediante el análisis SARA, se llevó a cabo mediante el método estándar IP 649. El crudo se fraccionó en cuatro clases de solubilidad, donde los saturados presentan un bajo contenido de parafinas (5,40 %), mientras que los aromáticos (35,10 %), los asfaltenos (13,30 %) y las resinas (46,20 %) representan el porcentaje de residuos presentes en el Campo Tiputini.

## Contenido de Azufre

Para el contenido de azufre de la zona norte del Bloque 43 se tiene el registro por PAD a partir de abril 2018 hasta junio 2022. Los PAD A, C, D y E presentaron un registro de 172, 179, 172 y 159 muestras respectivamente.

En la Figura 3.14 se presenta la gráfica de caja y bigotes para los cuatro PAD que representan la zona norte del Campo ITT.



**Figura 3.14** Contenido de azufre – Zona Norte Bloque 43

**Elaborado por:** Garzón K., 2022

Por lo tanto, las islas de producción TPT-A, TPT-C y TPT-D presentan mayor dispersión de datos a comparación del TPT-E. Según la posición de las cajas el contenido de azufre del TPT-C y TPT-D es más alto comparado con el TPT-A y TPT-E. Además, según los valores de la mediana para cada isla de producción, el TPT-A y el TPT-C presentan una distribución normal, mientras que el TPT-D presenta una asimetría negativa, ya que la mediana se encuentra más cercana al tercer cuartil y el TPT-E presenta una asimetría positiva, ya que la mediana se encuentra más cercana al primer cuartil.

En la Tabla 3.12 se presenta un resumen de las medidas de tendencia central y dispersión para los PAD de la zona norte del Bloque 43.

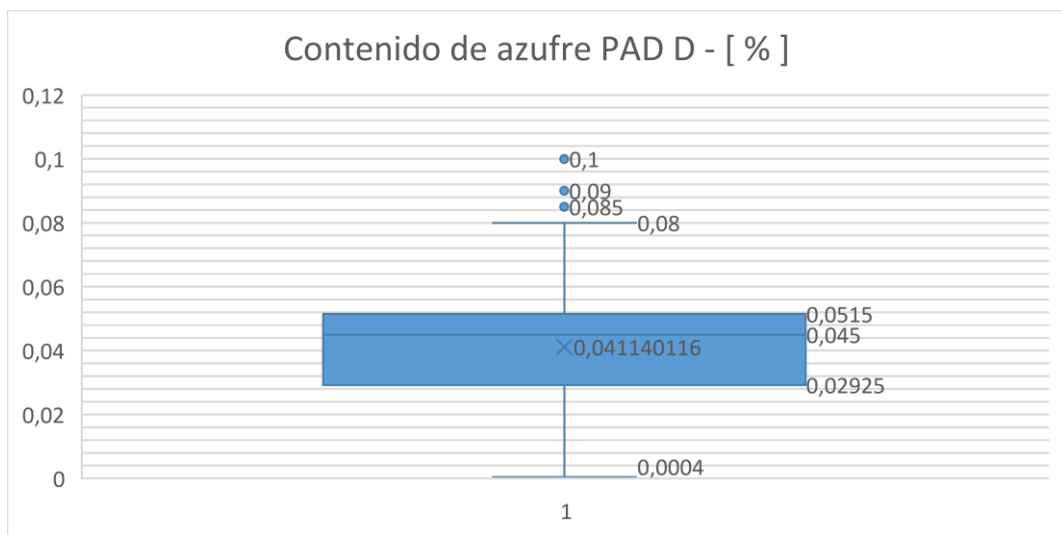


**Tabla 3.12** Medidas de dispersión para los PAD's Zona Norte del Campo ITT

	TPT - A	TPT - C	TPT - D	TPT - E
Media aritmética	0,0259	0,0366	0,0411	0,0208
Mediana	0,025	0,035	0,045	0,018
Moda	0,01	0,05	0,05	0,012
Min	0,0008	0,0025	0,0004	0,008
Max	0,066	0,08	0,1	0,05
Desviación estándar	0,0153	0,0193	0,0211	0,0098
Varianza	0,0002	0,0004	0,0004	0,0001
Q1	0,012	0,02	0,02925	0,013
Q2	0,025	0,035	0,045	0,018
Q3	0,0375	0,05	0,0515	0,028
Coefficiente de variación	0,58922	0,52601	0,51243	0,47279
Rango intercuartílico	0,0255	0,03	0,02225	0,015

**Elaborado por:** Garzón K., 2022

En análisis estadístico descriptivo para la zona norte del Campo ITT, se realizó en base al PAD - D, ya que su media representa el porcentaje máximo de azufre presente en el crudo de dicha zona. En la Figura 3.15 se presenta la gráfica de caja y bigotes que resume la información para el PAD - D.



**Figura 3.15** Gráfico de caja y bigotes – Contenido de azufre [ % ]

**Elaborado por:** Garzón K., 2022

A pesar de que el PAD D fue la mejor opción para realizar el análisis estadístico, en la Figura 3.15 se observa la presencia de valores atípicos. Valores que se relacionan con

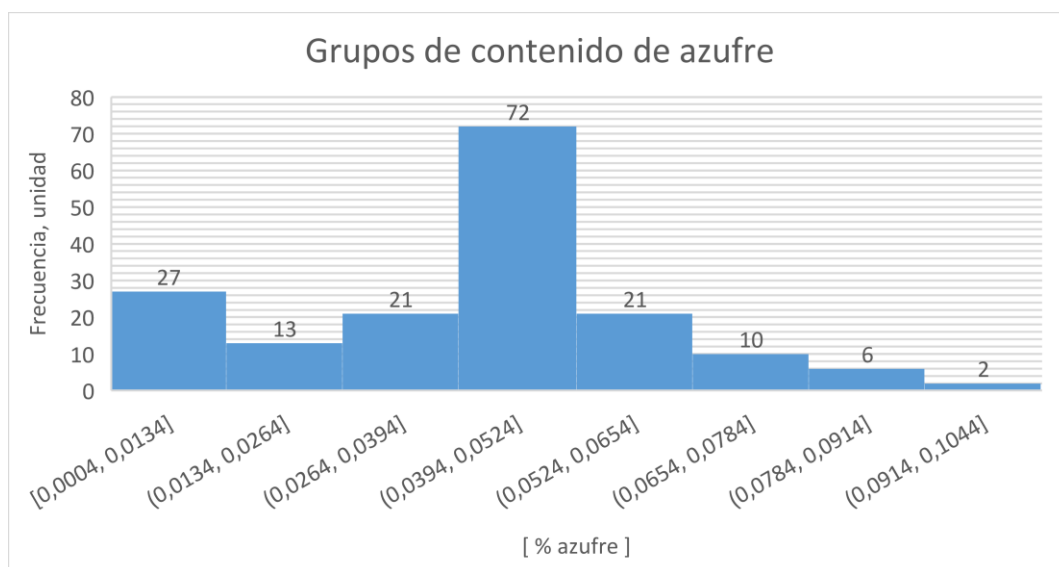
errores presentados durante el proceso para análisis el contenido de azufre de la muestra. La distribución de los datos presenta un sesgo hacia la izquierda de la caja, es decir los datos comprendidos entre el primer y segundo cuartil están ligeramente más dispersos con respecto a la mediana. En la Tabla 3.13 se presentan los valores atípicos que afectan a la distribución de los datos para el contenido de azufre en la zona norte del Bloque 43.

**Tabla 3.13** Valores atípicos – Contenido de Azufre

No. Muestra	H <sub>2</sub> S [ % ]
86	0,100
129	0,085
137	0,090
141	0,100

**Elaborado por:** Garzón K., 2022

Además, en el histograma que representa el contenido de azufre se observa que el 41,86% de los datos representan la mayor frecuencia comprendida en un rango de 0,0394 % y 0,0524%. En la Figura 3.16 se presenta el histograma para el contenido de azufre presente en la zona norte del Campo ITT.

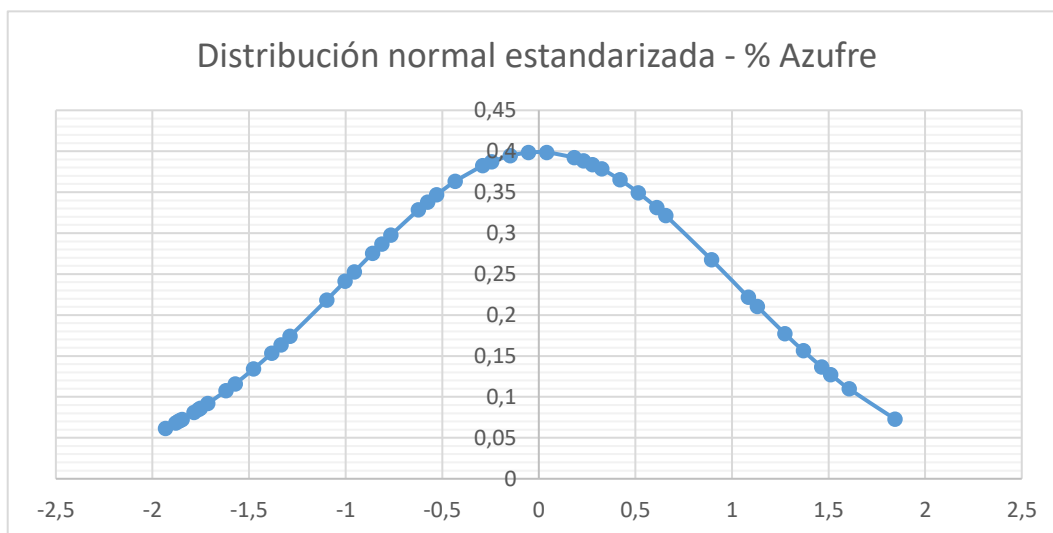


**Figura 3.16** Histograma – Contenido de azufre [ % ]

**Elaborado por:** Garzón K., 2022

Una vez eliminados los datos atípicos, se observó que en la gráfica de la distribución normalizada los datos se agrupan alrededor del punto central, la media. Además, los datos son simétricos para la parte izquierda y derecha de la media.

En la Figura 3.17 se presenta la distribución normal estandarizada del contenido de azufre.



**Figura 3.17** Distribución Normal Estandarizada – Contenido de azufre [ % ]

**Elaborado por:** Garzón K., 2022

Por lo tanto, esta gráfica corrobora que los valores resultantes del análisis descriptivo son correctos al considerarse para la zona norte del Bloque 43. En la Tabla 3.14 se presentan los valores de las medidas de tendencia central y dispersión para el contenido de azufre.

**Tabla 3.14** Medidas de tendencia central y dispersión – [ % Azufre ]

<b>Medidas - Contenido de azufre</b>	
Media	0,041
Moda	0,050
Desviación estándar	0,021

**Elaborado por:** Garzón K., 2022

De tal manera, mediante el análisis estadístico para los valores de la media, moda y desviación estándar se concluye que el contenido de azufre para la zona norte del Campo ITT está entre  $0,0411 \% P \pm 0,021 \% P$ .

Por consiguiente, el valor del contenido de azufre para la muestra de crudo realizada en el laboratorio de  $1,4932 \% P \pm 0,1001 \% P$  [18] no pertenece a la zona norte del Bloque 43.

### Contenido de cenizas

En la Tabla 3.15 se presenta el resultado obtenido para la muestra del Campo Tiputini.

**Tabla 3.15** Contenido de Cenizas

Propiedad	Unidad	Resultado	Incertidumbre (k=2)
Cenizas	% P	0,08	-

**Elaborado por:** Garzón K., 2022

Por lo tanto, el crudo pesado de la zona norte del Bloque 43 presenta un bajo contenido de sílice y residuos inmersos en el crudo.

### Punto de fluidez

En la Tabla 3.16 se presenta el resultado obtenido para la muestra del Campo Tiputini.

**Tabla 3.16** Punto de fluidez

Propiedad	Unidad	Resultado	Incertidumbre (k=2)
Punto de escurrimiento	° C	3	-

**Elaborado por:** Garzón K., 2022

Por lo tanto, para transportar el crudo pesado de la zona norte del Bloque 43 se debe analizar los puntos críticos del oleoducto de crudo pesado (OCP); puntos que presenten bajas temperaturas. Y se puede afirmar que esta propiedad muestra mayor contenido de naftenos, ya que los naftenos tienen menor punto de fluidez comparado con las parafinas.

### Punto de inflamación

En la Tabla 3.17 se presenta el resultado obtenido para la muestra del Campo Tiputini.

**Tabla 3.17** Punto de inflamación

<b>Propiedad</b>	<b>Unidad</b>	<b>Resultado</b>	<b>Incertidumbre (k=2)</b>
<b>Punto de inflamación</b>	° C	4	-

**Elaborado por:** Garzón K., 2022

De tal manera que, el punto de inflamación junto con el punto de fluidez son propiedades importantes para considerarse durante el transporte del crudo pesado.

### **Presión de vapor Reid**

La información facilitada por EP Petroecuador no disponía de la data necesaria que permita el análisis estadístico descriptivo con respecto a la presión de vapor Reid en la zona norte del Bloque 43. Por tanto, esta propiedad no fue considerada para la caracterización del crudo pesado en esta investigación.

### **Poder calórico bruto**

La información facilitada por EP Petroecuador no disponía de la data necesaria que permita el análisis estadístico descriptivo con respecto al poder calórico bruto en la zona norte del Bloque 43. Por tanto, esta propiedad no fue considerada para la caracterización del crudo pesado en esta investigación.

En la Tabla 3.18 se presenta el resumen de las propiedades fisicoquímicas analizadas para la zona norte del Bloque 43.

**Tabla 3.18** Caracterización de la zona norte del Bloque 43

Propiedad	Unidades	Resultado	Desviación	
Gravedad API @ 60 °F	°API	13,93	0,39	
Contenido de agua y sedimentos - BSW	%	91,00	7,49	
Punto de fluidez	°C	3	-	
Viscosidad cinemática @ 60 °F	cSt	26.951,14	-	
Presión de vapor Reid	kPa	-	-	
Punto de inflamación	°C	4		
Poder calórico bruto	MJ/kg	-	-	
Contenido de azufre	%P	0,041	0,021	
Contenido de cenizas	%P	0,08	-	
Contenido de asfaltenos	%P	7,71	3,64	
Análisis SARA - Tambococha-050	Saturados	%	5,40	-
	Aromáticos	%	30,10	-
	Polar I	%	13,30	-
	Polar II	%	46,20	-

**Elaborado por:** Garzón K., 2022

De acuerdo con la caracterización de la zona norte del Campo ITT presentada en la Tabla 3.18 los criterios considerados según Hong para la selección del método de recuperación apropiado para el Campo ITT se presentan en el Anexo VII [19].

Sobre la base de los datos de la caracterización para la zona norte presentados en esta investigación la Tabla 3.19 presenta cual es el mejor método de recuperación para producir el crudo pesado de la zona norte Campo ITT.

Por lo tanto, los métodos de recuperación de crudo pesado óptimos para las condiciones que presenta la zona norte del Bloque 43 según los criterios de Hong son:

- Procesos Térmicos – Inyección de vapor, ya que tiene un 64% de ajuste.
- Procesos Térmicos – Combustión IN-SITU, ya que tiene un 55% de ajuste.

**Tabla 3.19** Resultados del método de recuperación – Zona Norte Campo ITT

Características del Reservorio	Unidades	Valores	Procesos Térmicos		Procesos Químicos de Inyección			Procesos Miscibles
			Inyección de vapor	Combustión IN-SITU	Polímeros	Surfactantes	Álcalis	HC y CO2
Gravedad del petróleo	°API	13,54 - 14,32	✓	✓	!	!	✓	✗
Viscosidad dinámica	cP	26.188,61	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Profundidad	ft	4.500 - 5.000	✓	!	!	!	!	✓
Espesor de zona	ft	55 - 140	✓	✓	!	!	!	!
Temperatura	°F	186	!	!	✓	✓	✓	✓
Permeabilidad	mD	1.000 - 5.000	✓	✓	✓	✓	✓	!
Salinidad de agua de formación	ppm	-	!	!	!	!	!	!
Porosidad	[adimensional]	0,18 - 0,23	✓	✓	!	!	!	!
Saturación de petróleo	[adimensional]	0,63 - 0,82	!	!	✓	✗	!	✓
Saturación de petróleo por Porosidad	[adimensional]	0,11 - 0,19	✓	✓	!	!	!	!
Presión del reservorio	psia	214	✓	✓	!	!	!	✗
Resultado			64%	55%	27%	18%	27%	27%

Elaborado por: Garzón K., 2022

### Caracterización del Campo ITT (Bloque 43)

Para describir el Bloque 43 y tener una idea de la caracterización general del Campo ITT, se incluyeron los datos de la zona sur del Bloque 43; zona complementaria a esta investigación.

En la Tabla 3.20 se presenta la caracterización para todo el Campo ITT.

**Tabla 3.20** Caracterización del Campo ITT (Bloque 43)

Propiedad	Unidades	Resultado Zona Norte	Resultado Zona Sur	
Gravedad API @ 60 °F	°API	13,93	14,04	
Contenido de agua y sedimentos - BSW	%	91,00	91,80	
Punto de fluidez	°C	3	3	
Viscosidad cinemática @ 60 °F	cSt	26.9511,38	29.536,74	
Presión de vapor Reid	kPa	-	-	
Punto de inflamación	°C	4	19	
Poder calórico bruto	MJ/kg	-	-	
Contenido de azufre	%P	0,0411	0,0154	
Contenido de cenizas	%P	0,08	0,11	
Contenido de asfaltenos	%P	7,71	7,53	
Análisis SARA	Saturados	%	5,40	5,20
	Aromáticos	%	30,10	35,80
	Polar I	%	13,30	13,60
	Polar II	%	46,20	45,40

**Elaborada por:** Garzón K., 2022



## 3.2 Conclusiones

- La caracterización del crudo pesado del Bloque 43 es importante, ya que en la actualidad representa el área con mayor producción en el país. De manera que, se tome las consideraciones convenientes para optimizar su proceso durante la producción, almacenamiento, transporte y procesamiento.
- Se comprobó que la gravedad API para el crudo de la zona norte del Bloque 43 es de  $13,93 \text{ }^\circ\text{API} \pm 0,39 \text{ }^\circ\text{API}$ ; es decir, crudo pesado. Por lo tanto, los costos de producción como los costos de procesamiento serán elevados para que el crudo alcance los niveles de calidad necesarios para su comercialización.
- El 57,8 % de los pozos analizados en el Campo Tiputini presentan un alto corte de agua; es decir, el crudo de la zona norte tiene elevadas cantidades de agua e impurezas, y que originan daños a los equipos y a las facilidades de superficie.
- Las medidas de viscosidad a diferentes temperaturas son importantes, ya que dentro de la industria de hidrocarburos son un apoyo para el cálculo de flujo de líquidos, pérdidas de carga y coeficiente de transferencia de calor, entre otros.
- El crudo pesado de la zona norte del Bloque 43 tiene bajas concentraciones de asfaltenos  $7,71 \% \pm 3,64 \%$ ; es decir, no presentará problemas de obstrucción en las tuberías durante la producción y transporte. Por otra parte el análisis SARA corrobora la información con un porcentaje de asfatenos de 13,3 %; esto permitirá que la producción del crudo pesado sea estable en la zona norte.
- El residuo remanente de la combustión completa del crudo de la zona norte es de 0,08 %P; es decir, presenta cantidades pequeñas de sílice, hierro, calcio y otros. El contenido de cenizas no puede ser determinado en composición y en cantidad, antes de la combustión.
- Para transportar el crudo de la zona norte del Boque 43, se debe considerar el punto de fluidez  $3 \text{ }^\circ\text{C}$  y analizar los puntos críticos del oleoducto de crudo pesado donde presente bajos niveles de temperatura. Aspecto que permite tomar las consideraciones técnicas necesarias para disminuir problemas relacionados con esta propiedad.
- El contenido de azufre para la zona norte está entre  $0,041 \% \text{ P} \pm 0,021 \% \text{ P}$ ; es decir, el nivel de azufre es menor al valor umbral 0,05 % clasificándose, como un crudo pesado dulce, ideal para producir gasolina. Además, por el bajo nivel de

azufre, no generará mucho daño en los procesos de refinación afectando la vida de los catalizadores.

- Las propiedades de la caracterización para el Campo ITT, tanto la zona norte como la zona sur, presenta valores similares a diferencia del punto de inflamación, 4 °C y 19°C, respectivamente. El punto de inflamación debe analizarse durante el transporte y almacenamiento del crudo para valorar el riesgo de incendio de los materiales y tomar las consideraciones respectivas.
- Se determinó que los métodos de recuperación de crudo pesado que mejor se acoplan a las características del crudo de la zona norte del Campo ITT son inyección de vapor y combustión in situ con un 64 % y 55% de ajuste respectivamente.

### **3.3 Recomendaciones**

- Para la caracterización de los crudos mediante un análisis estadístico descriptivo, se recomienda recolectar la mayor cantidad de información relacionada al crudo y a la zona a ser estudiada; propiedades fisicoquímicas por cada pozo, isla de producción (PAD), bloque e historial de la zona a ser analizada.
- Seleccionada la data para las propiedades fisicoquímicas, realizar una gráfica de caja y bigotes con la finalidad de visualizar cómo se encuentran distribuidos los datos, qué tan dispersos están y, en caso de presentar datos atípicos, analizar el porqué de ellos.
- Para los ensayos de laboratorio, mantener las muestras de crudo en refrigeración para evitar alteraciones en la muestra por cambios de temperatura; aspecto que evitará la evaporación de los compuestos livianos presentes en la muestra.
- Para la selección del método de recuperación propuesto por Hong, además de las propiedades fisicoquímicas que permiten la caracterización del crudo, se debe disponer de propiedades petrofísicas, PVT, profundidad, espesores y salinidad del reservorio para minimizar la incertidumbre de su selección.

## 4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] P. Baby, M. Rivadeneira y R. Barragán, La cuenca Oriente: geología y petróleo (Vol. 144), Quito: Institut français d'études andines, 2004.
- [2] EP Petroecuador, «EP PETROECUADOR,» 08 marzo 2021. [En línea]. Available: <https://www.eppetroecuador.ec/?p=10086#>. [Último acceso: 17 junio 2022].
- [3] Z. Estela, Caracterización Físico Química del Crudo Napo en la Refinería Estatal Esmeraldas (REE) (Tesis de Grado), Quito, 2019.
- [4] M. P. d. Ferrer, «El Petróleo,» de *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*, Maracaibo, Ediciones Astro Data S.A, 2009, p. 7.
- [5] I. M. Faergestad, «Petróleo Pesado,» 2016. [En línea]. Available: <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/defining-heavyoil-jan-2016.ashx>. [Último acceso: 05 junio 2022].
- [6] K. Sánchez, «CARACTERÍSTICAS DE CRUDOS PESADOS,» de *COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE CRUDO PESADO DEL ORIENTE ECUATORIANO (TESIS DE GRADO)*, Quito, 2012, p. 3.
- [7] E. A. León, «DE LA CARACTERIZACIÓN DE CRUDOS QUE ES CLAVE PARA DIAGNOSTICAR LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS,» *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, vol. 9, nº 1, pp. 33-39, 2011.
- [8] MathPro, «THE ICCT,» 24 octubre 2011. [En línea]. Available: [https://theicct.org/sites/default/files/ICCT\\_RefiningTutorial\\_Spanish.pdf](https://theicct.org/sites/default/files/ICCT_RefiningTutorial_Spanish.pdf). [Último acceso: 05 junio 2022].
- [9] Oiltanking, «Oiltanking,» diciembre 2015. [En línea]. Available: <https://www.oiltanking.com/es/publicaciones/glosario/petroleo-crudo.html>. [Último acceso: 05 junio 2022].
- [10] R. Weigerther y A. Maldonado, «Acción Ecológica,» 2006. [En línea]. Available: <https://www.accionecologica.org/wp-content/uploads/08-Atlas-PROYECTO-ITT-Petroecuador.pdf>. [Último acceso: 05 junio 2022].

- [11] Petroamazonas EP, «Informe de Gestión 2013,» Petroamazonas EP, noviembre 2014. [En línea]. Available: <https://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/2014/11/Informe-de-Gesti%C3%B3n-2013.pdf>. [Último acceso: 08 junio 2022].
- [12] PETROAMAZONAS EP, «Informe Activo ITT,» Quito, 2020.
- [13] Bureau Veritas, «ANÁLISIS DE PETRÓLEO CRUDO - CALIDAD, ENSAYOS Y CARACTERIZACIÓN,» Bureau Veritas, 2022. [En línea]. Available: <https://www.bureauveritas.com.mx/analisis-de-petroleo-crudo-calidad-ensayos-y-caracterizacion>. [Último acceso: 08 junio 2022].
- [14] J. Delgado, «Academia,» 26 07 2019. [En línea]. Available: [https://www.academia.edu/39938326/Guia\\_caracterizacion\\_crudos](https://www.academia.edu/39938326/Guia_caracterizacion_crudos). [Último acceso: 15 06 2022].
- [15] A. Internacional, «Standart Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by Centrifuge Method (Field Procedure), [Norma Técnica]» 1998.
- [16] A. Internacional, «Standard Test Method for Sulfur in Petroleum and Petroleum Products by Energy Dispersive X-Ray Fluorescence Spectrometry, [Norma Técnica]» 2021.
- [17] A. Internacional, «Standard Test Method for Ash from Petroleum Products, [Norma Técnica]» 2019.
- [18] B. Celin, «Caracterización de crudo del Bloque 43, [Tesis de grado]» de *Diseño conceptual de una unidad topping como alternativa para la obtención de diésel en el Bloque 43 - ITT*, Quito, 2020, pp. 114-117.
- [19] K. C. Hong, *Steamflood Reservoir Management: Thermal Enhanced Oil Recovery.*, Tulsa: Pennwell Books, 1994.

## 5 ANEXOS

### ANEXO I. Caracterización del crudo



**UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA**  
**DEPARTAMENTO DE PETRÓLEOS, ENERGÍA Y CONTAMINACIÓN**



**INFORME DE RESULTADOS**  
**ÁREA DE PETRÓLEOS**

Informe N°: 22-178.1  
Fecha de emisión: 2022-08-19

<b>Cliente*:</b>	<b>KEYVN RUBEN GARZÓN ANCHAPANTA</b>
<b>Contacto*:</b>	Sr. Keyvn Garzón
<b>Dirección*:</b>	Yaruquí
<b>Teléfono*:</b>	0987635553
<b>Tipo de muestra*:</b>	<b>CRUDO PESADO</b>
<b>Descripción de la muestra*:</b>	TPT ENTRADA BLOQUE 43I IT
<b>Condiciones de la Muestra:</b>	Muestra en envase plástico, sin refrigeración
<b>Fecha de ingreso de muestra:</b>	2022-08-09
<b>Código de la muestra:</b>	22-178.1
<b>Fecha de realización de ensayos:</b>	2022-08-10 al 2022-08-18
<b>Lugar donde se realizaron los ensayos:</b>	Laboratorio DPEC – Área de Petróleos
	<b>Correo-e*:</b> <a href="mailto:keyvn.g14@hotmail.com">keyvn.g14@hotmail.com</a>

DETERMINACIÓN	UNIDAD	MÉTODO / TÉCNICA	RESULTADO	INCERTIDUMBRE (n=3)
CENIZAS*	%P	ASTM D-482 (Gravimetría)	0,08	-
PUNTO DE ESCURRIMIENTO*	°C	ASTM D-97 (crioscopia)	3	-
PUNTO DE INFLAMACIÓN*	°C	ASTM D-56 (Copa TAG)	4	-

**Nota:** Los ensayos marcados con (\*) no están incluidos en el alcance de acreditación del SAE.  
**Nota:** Los resultados que constan en el presente informe solo están relacionados con la muestra entregada por el cliente al DPEC.  
**Nota:** Los resultados se aplican a la muestra, tal y como se recibió

**Condiciones Ambientales. - Presión:** 542,7 a 544,3 mm Hg; **Temperatura:** 18,2 a 19,9 °C

\* Información proporcionada por el cliente, el Laboratorio DPEC no se responsabiliza por esta información

Analistas: DRA/ABD  
Elaborado por: VRT

Revisado por:



Ing. Richard Herrera V.  
RESPONSABLE TÉCNICO

Aprobado por:



Ing. Fernanda Toasa L.  
RESPONSABLE DE CALIDAD

## ANEXO II. Gravedad API

No. Muestra	GRAVEDAD API [°API]	GRAVEDAD ESPECÍFICA [adimensional]	FECHA DE MUESTREO [dd/mm/aaaa]
1	14,3	0,971	25/04/2022
2	13,4	0,977	29/03/2022
3	13,7	0,975	29/03/2022
4	14,2	0,971	29/03/2022
5	13,4	0,977	19/03/2022
6	13,8	0,974	19/03/2022
7	13,9	0,973	19/03/2022
8	13,9	0,973	19/03/2022
9	13,1	0,979	17/03/2022
10	13,2	0,978	17/03/2022
11	14,4	0,970	17/03/2022
12	14,3	0,971	28/02/2022
13	13,7	0,975	28/02/2022
14	13,7	0,975	18/02/2022
15	13,7	0,975	18/02/2022
16	13,9	0,973	18/02/2022
17	14,0	0,973	18/02/2022
18	13,4	0,977	16/02/2022
19	13,8	0,974	16/02/2022
20	13,8	0,974	16/02/2022
21	13,8	0,974	16/02/2022
22	13,9	0,973	16/02/2022
23	13,3	0,977	15/02/2022
24	13,8	0,974	15/02/2022
25	14,3	0,971	15/02/2022
26	13,3	0,977	24/01/2022
27	14,4	0,970	30/11/2021
28	14,4	0,970	22/11/2021
29	14,7	0,968	21/11/2021
30	13,2	0,978	22/08/2021
31	14,6	0,969	08/08/2021
32	14,3	0,971	07/08/2021
33	14,0	0,973	05/08/2021
34	14,2	0,971	05/08/2021
35	14,5	0,969	05/08/2021
36	14,7	0,968	30/06/2021
37	14,1	0,972	25/06/2021
38	14,2	0,971	25/06/2021
39	14,5	0,969	25/06/2021
40	13,9	0,973	24/06/2021

41	14,1	0,972	24/06/2021
42	14,1	0,972	24/06/2021
43	13,9	0,973	23/06/2021
44	14,1	0,972	23/06/2021
45	14,5	0,969	23/06/2021
46	14,1	0,972	22/06/2021
47	13,7	0,975	24/05/2021
48	14,0	0,973	24/05/2021
49	13,3	0,977	16/03/2020
50	14,0	0,973	16/03/2020
51	13,7	0,975	12/03/2020
52	14,1	0,972	12/03/2020
53	13,3	0,977	16/08/2019
54	13,9	0,973	04/08/2019
55	14,1	0,972	25/03/2019
56	13,6	0,975	15/09/2018
57	14,0	0,973	29/07/2018
58	14,0	0,973	09/07/2018
59	13,8	0,974	15/06/2018

### ANEXO III. El contenido de agua y sedimentos

No. Muestra	BSW [%]		
1	93	21	64
2	96	22	83
3	95	23	90
4	94	24	78
5	95	25	25
6	95	26	60
7	97	27	62
8	2	28	84
9	96	29	93
10	94	30	90
11	92	31	98
12	97	32	95
13	98	33	82
14	96	34	87
15	95	35	96
16	95	36	24
17	94	37	80
18	96	38	98
19	90	39	97
20	93	40	89
		41	88

42	91
43	98
44	92
45	78
46	82
47	97
48	97
49	92
50	65
51	20
52	81
53	2
54	96
55	88
56	88
57	93

58	97
59	95
60	97
61	80
62	83
63	25
64	93
65	97
66	96
67	97
68	98
69	97
70	98
71	97
72	98

#### ANEXO IV. Viscosidades cinemáticas

Temperatura [°F]	Muestra No.1	Muestra No.2	Muestra No.3	Muestra No.4	Muestra No.5	Muestra No.6
	Viscosidad Cinemática [cm <sup>2</sup> /s]	Viscosidad Cinemática [cm <sup>2</sup> /s]	Viscosidad Cinemática [cm <sup>2</sup> /s]	Viscosidad Cinemática [cm <sup>2</sup> /s]	Viscosidad Cinemática [cm <sup>2</sup> /s]	Viscosidad Cinemática [cm <sup>2</sup> /s]
60	258,91	322,10	322,20	333,57	190,14	190,14
68	156,22	192,54	195,60	195,85	123,28	123,28
86	56,17	67,91	71,01	66,80	50,84	50,84
104	23,15	27,51	29,41	26,37	23,36	23,36
122	10,70	12,52	13,61	11,77	11,77	11,77
140	5,44	6,29	6,92	5,82	6,41	6,41
158	3,01	3,43	3,81	3,15	3,74	3,74
176	1,78	2,01	2,25	1,83	2,31	2,31
194	1,12	1,25	1,41	1,13	1,50	1,50
212	0,74	0,82	0,93	0,74	1,02	1,02
220	0,63	0,69	0,78	0,62	0,87	0,87



## ANEXO V. Conversión de viscosidad cinemática @ 60 °F

	1	2	3
Viscosity ( cSt ) =	51076,93	15601,05	91902,03271
T ( °F ) =	68	86	60

<b>fi + 0.7 =</b>	51077,63	15601,75	91902,73271	0,7	91902,03	<b>fi + 0.7 =</b>	51077,63	15601,75	91902,73	0,7	91902,03	<b>fi + 0.7 =</b>	51077,63	15601,75	298,3724	0,7	297,6724
<b>log Z =</b>	4,708230738	4,193173315	4,963328425	-0,15490196		<b>log Z =</b>	4,708231	4,193173	4,963328	-0,1549		<b>log Z =</b>	4,708231	4,193173	2,474759	-0,1549	
<b>log log Z =</b>	0,672857738	0,622542813	0,695773014	#jNUM!		<b>log log Z =</b>	0,672858	0,622543	0,695773	#jNUM!		<b>log log Z =</b>	0,672858	0,622543	0,393533	#jNUM!	
<b>log T =</b>	2,722633923	2,737192643	2,716003344	#jNUM!		<b>log T =</b>	2,722634	2,737193	2,716003	#jNUM!		<b>log T =</b>	2,722634	2,737193	2,803457	#jNUM!	
<b>B =</b>	3,455999184	3,455999184	A =	10,08227835		<b>B =</b>	3,455999	3,455999	A =	10,08228		<b>B =</b>	3,455999	3,455999	A =	10,08228	
<b>fi+ 0.7+C =</b>	51077,63	15601,75	91902,73271	0,7	91902,03	<b>fi + 0.7 =</b>	51077,63	15601,75	51077,63	0,7	51076,93	<b>fi + 0.7 =</b>	51077,63	15601,75	176,6898	0,7	175,9898
<b>log Z =</b>	4,708230738	4,193173315	4,963328425	-0,15490196		<b>log Z =</b>	4,708231	4,193173	4,708231	-0,1549		<b>log Z =</b>	4,708231	4,193173	2,247212	-0,1549	
<b>log log Z =</b>	0,672857738	0,622542813	0,695773014	#jNUM!		<b>log log Z =</b>	0,672858	0,622543	0,672858	#jNUM!		<b>log log Z =</b>	0,672858	0,622543	0,351644	#jNUM!	
<b>log T =</b>	2,722633923	2,737192643	2,716003344	#jNUM!		<b>log T =</b>	2,722634	2,737193	2,722634	#jNUM!		<b>log T =</b>	2,722634	2,737193	2,815578	#jNUM!	
<b>B =</b>	3,455999184		A =	10,08227835		<b>B =</b>	3,455999	3,455999	A =	10,08228		<b>B =</b>	3,455999	3,455999	A =	10,08228	
<b>fi+ 0.7+C-D =</b>	51077,63	15601,75	91902,73271	0,7	91902,03	<b>fi + 0.7 =</b>	51077,63	15601,75	15601,75	0,7	15601,05	<b>fi + 0.7 =</b>	51077,63	15601,75	111,1573	0,7	110,4573
<b>log Z =</b>	4,708230738	4,193173315	4,963328425	-0,15490196		<b>log Z =</b>	4,708231	4,193173	4,193173	-0,1549		<b>log Z =</b>	4,708231	4,193173	2,045938	-0,1549	
<b>log log Z =</b>	0,672857738	0,622542813	0,695773014	#jNUM!		<b>log log Z =</b>	0,672858	0,622543	0,622543	#jNUM!		<b>log log Z =</b>	0,672858	0,622543	0,310892	#jNUM!	
<b>log T =</b>	2,722633923	2,737192643	2,716003344	#jNUM!		<b>log T =</b>	2,722634	2,737193	2,737193	#jNUM!		<b>log T =</b>	2,722634	2,737193	2,827369	#jNUM!	
<b>B =</b>	3,455999184		A =	10,08227835		<b>B =</b>	3,455999	#DIV/0!	A =	10,08228		<b>B =</b>	3,455999	3,455999	A =	10,08228	
<b>fi+ 0.7+C-D+E =</b>	51077,63	15601,75	91902,73271	0,7	91902,03	<b>fi + 0.7 =</b>	51077,63	15601,75	5604,303	0,7	5603,603	<b>fi + 0.7 =</b>	51077,63	15601,75	92,03382	0,7	91,33382
<b>log Z =</b>	4,708230738	4,193173315	4,963328425	-0,15490196		<b>log Z =</b>	4,708231	4,193173	3,748522	-0,1549		<b>log Z =</b>	4,708231	4,193173	1,963947	-0,1549	
<b>log log Z =</b>	0,672857738	0,622542813	0,695773014	#jNUM!		<b>log log Z =</b>	0,672858	0,622543	0,57386	#jNUM!		<b>log log Z =</b>	0,672858	0,622543	0,29313	#jNUM!	
<b>log T =</b>	2,722633923	2,737192643	2,716003344	#jNUM!		<b>log T =</b>	2,722634	2,737193	2,751279	#jNUM!		<b>log T =</b>	2,722634	2,737193	2,832509	#jNUM!	
<b>B =</b>	3,455999184		A =	10,08227835		<b>B =</b>	3,455999	3,455999	A =	10,08228		<b>B =</b>	3,455999	3,455999	A =	10,08228	
<b>fi+ 0.7+C-D+E-F =</b>	51077,63	15601,75	91902,73271	0,7	91902,03	<b>fi + 0.7 =</b>	51077,63	15601,75	2305,921	0,7	2305,221	<b>fi + 0.7 =</b>	51077,63	15601,75	22719,56	0,7	22718,86
<b>log Z =</b>	4,708230738	4,193173315	4,963328425	-0,15490196		<b>log Z =</b>	4,708231	4,193173	3,362844	-0,1549		<b>log Z =</b>	4,708231	4,193173	4,3564	-0,1549	
<b>log log Z =</b>	0,672857738	0,622542813	0,695773014	#jNUM!		<b>log log Z =</b>	0,672858	0,622543	0,526707	#jNUM!		<b>log log Z =</b>	0,672858	0,622543	0,639128	#jNUM!	
<b>log T =</b>	2,722633923	2,737192643	2,716003344	#jNUM!		<b>log T =</b>	2,722634	2,737193	2,764923	#jNUM!		<b>log T =</b>	2,722634	2,737193	2,732394	#jNUM!	
<b>B =</b>	3,455999184		A =	10,08227835		<b>B =</b>	3,455999	3,455999	A =	10,08228		<b>B =</b>	3,455999	3,455999	A =	10,08228	
<b>fi+ 0.7+C-D+E-F+G =</b>	51077,63	15601,75	91902,73271	0,7	91902,03	<b>fi + 0.7 =</b>	51077,63	15601,75	1063,758	0,7	1063,058	<b>fi + 0.7 =</b>	51077,63	15601,75	1063,758	0,7	1063,058
<b>log Z =</b>	4,708230738	4,193173315	4,963328425	-0,15490196		<b>log Z =</b>	4,708231	4,193173	3,026843	-0,1549		<b>log Z =</b>	4,708231	4,193173	3,026843	-0,1549	
<b>log log Z =</b>	0,672857738	0,622542813	0,695773014	#jNUM!		<b>log log Z =</b>	0,672858	0,622543	0,48099	#jNUM!		<b>log log Z =</b>	0,672858	0,622543	0,48099	#jNUM!	
<b>log T =</b>	2,722633923	2,737192643	2,716003344	#jNUM!		<b>log T =</b>	2,722634	2,737193	2,778151	#jNUM!		<b>log T =</b>	2,722634	2,737193	2,778151	#jNUM!	
<b>B =</b>	3,455999184		A =	10,08227835		<b>B =</b>	3,455999	3,455999	A =	10,08228		<b>B =</b>	3,455999	3,455999	A =	10,08228	
<b>fi+ 0.7+C-D+E-F+G-H =</b>	51077,63	15601,75	91902,73271	0,7	91902,03	<b>fi + 0.7 =</b>	51077,63	15601,75	540,6355	0,7	539,9355	<b>fi + 0.7 =</b>	51077,63	15601,75	540,6355	0,7	539,9355
<b>log Z =</b>	4,708230738	4,193173315	4,963328425	-0,15490196		<b>log Z =</b>	4,708231	4,193173	2,732905	-0,1549		<b>log Z =</b>	4,708231	4,193173	2,732905	-0,1549	
<b>log log Z =</b>	0,672857738	0,622542813	0,695773014	#jNUM!		<b>log log Z =</b>	0,672858	0,622543	0,436624	#jNUM!		<b>log log Z =</b>	0,672858	0,622543	0,436624	#jNUM!	
<b>log T =</b>	2,722633923	2,737192643	2,716003344	#jNUM!		<b>log T =</b>	2,722634	2,737193	2,790988	#jNUM!		<b>log T =</b>	2,722634	2,737193	2,790988	#jNUM!	
<b>B =</b>	3,455999184		A =	10,08227835		<b>B =</b>	3,455999	3,455999	A =	10,08228		<b>B =</b>	3,455999	3,455999	A =	10,08228	

## ANEXO VI. Contenido de Asfaltenos

No. Muestra	Contenido de asfaltenos [%]	Fecha muestreo [mm-aa]
1	16,99	sep-18
2	16,42	sep-18
3	21,28	sep-18
4	18,68	sep-18
5	26,17	sep-18
6	15,70	sep-18
7	22,00	sep-18
8	20,30	sep-18
9	21,76	sep-18
10	20,26	sep-18
11	17,07	sep-18
12	3,12	nov-18
13	14,99	nov-18
14	22,95	nov-18
15	1,84	nov-18
16	29,24	nov-18
17	31,70	nov-18
18	1,56	nov-18
19	10,89	nov-18
20	29,91	nov-18
21	22,86	nov-18
22	26,97	nov-18
23	3,99	nov-18
24	2,49	nov-18
25	23,91	nov-18
26	26,47	nov-18
27	18,56	nov-18
28	23,30	nov-18
29	23,17	nov-18
30	20,01	nov-18
31	23,24	nov-18
32	11,55	nov-18
33	9,31	nov-18
34	10,56	nov-18
35	15,82	nov-18
36	19,31	nov-18
37	21,51	nov-18
38	17,60	nov-18
39	13,06	nov-18
40	19,61	nov-18
41	25,22	nov-18
42	26,85	nov-18
43	27,28	nov-18
44	30,47	nov-18
45	24,86	nov-18
46	23,32	nov-18
47	20,98	nov-18
48	20,80	nov-18
49	23,35	nov-18
50	21,75	nov-18
51	23,79	nov-18
52	21,82	nov-18
53	25,86	nov-18
54	11,31	nov-18
55	18,18	nov-18
56	18,04	nov-18
57	19,66	nov-18
58	16,20	nov-18
59	3,68	nov-18
60	6,02	nov-18
61	4,72	nov-18
62	4,11	nov-18
63	9,74	nov-18
64	3,40	nov-18
65	3,29	ene-19
66	24,48	ene-19
67	22,80	ene-19
68	1,84	ene-19
69	29,45	ene-19
70	31,70	ene-19
71	1,56	ene-19
72	10,89	ene-19
73	30,11	ene-19
74	23,13	ene-19
75	27,20	ene-19
76	1,22	ene-19
77	2,60	ene-19

78	24,03	ene-19
79	26,47	ene-19
80	18,78	ene-19
81	28,94	ene-19
82	23,29	ene-19
83	31,50	ene-19
84	30,26	ene-19
85	23,50	ene-19
86	9,31	ene-19
87	10,43	ene-19
88	36,34	ene-19
89	28,75	ene-19
90	26,97	ene-19
91	17,61	ene-19
92	13,12	ene-19
93	27,42	ene-19
94	27,56	ene-19
95	26,85	ene-19
96	27,11	ene-19
97	30,61	ene-19
98	24,83	ene-19
99	33,89	ene-19
100	26,89	ene-19
101	20,78	ene-19
102	23,19	ene-19
103	22,75	ene-19
104	21,96	ene-19
105	26,90	ene-19
106	24,72	ene-19
107	26,05	ene-19
108	12,41	ene-19
109	18,06	ene-19
110	17,94	ene-19
111	19,87	ene-19
112	18,09	ene-19
113	3,79	ene-19
114	6,06	ene-19
115	5,66	ene-19
116	4,20	ene-19
117	9,70	ene-19
118	3,50	ene-19
119	17,67	feb-19

120	23,29	feb-19
121	31,50	feb-19
122	10,42	feb-19
123	36,34	feb-19
124	28,75	feb-19
125	13,12	feb-19
126	27,42	feb-19
127	27,11	feb-19
128	33,89	feb-19
129	26,89	feb-19
130	23,19	feb-19
131	21,96	feb-19
132	16,97	feb-19
133	18,06	feb-19
134	17,94	feb-19
135	19,87	feb-19
136	18,90	feb-19
137	20,64	feb-19
138	22,80	mar-19
139	1,84	mar-19
140	29,45	mar-19
141	31,70	mar-19
142	30,11	mar-19
143	23,13	mar-19
144	1,22	mar-19
145	2,60	mar-19
146	26,47	mar-19
147	18,78	mar-19
148	25,80	mar-19
149	25,12	mar-19
150	22,02	mar-19
151	30,50	mar-19
152	21,80	mar-19
153	9,00	mar-19
154	9,52	mar-19
155	11,61	mar-19
156	35,04	mar-19
157	31,25	mar-19
158	17,66	mar-19
159	16,66	mar-19
160	17,00	mar-19
161	25,28	mar-19

162	28,40	mar-19
163	26,63	mar-19
164	30,25	mar-19
165	23,94	mar-19
166	33,00	mar-19
167	27,46	mar-19
168	21,23	mar-19
169	21,72	mar-19
170	22,91	mar-19
171	18,20	mar-19
172	28,07	mar-19
173	14,64	mar-19
174	41,83	mar-19
175	41,83	mar-19
176	32,26	mar-19
177	34,44	mar-19
178	33,64	mar-19
179	33,66	mar-19
180	38,33	mar-19
181	33,81	mar-19
182	2,17	mar-19
183	4,23	mar-19
184	4,71	mar-19
185	7,26	mar-19
186	1,66	mar-19
187	22,13	abr-19
188	2,04	abr-19
189	29,57	abr-19
190	31,74	abr-19
191	30,03	abr-19
192	23,11	abr-19
193	1,32	abr-19
194	2,60	abr-19
195	26,70	abr-19
196	18,17	abr-19
197	25,83	abr-19
198	51,83	abr-19
199	22,50	abr-19
200	33,81	abr-19
201	13,39	abr-19
202	33,77	abr-19
203	33,55	abr-19

204	18,36	abr-19
205	24,47	abr-19
206	23,74	abr-19
207	29,06	abr-19
208	30,59	abr-19
209	20,40	abr-19
210	21,33	abr-19
211	19,07	abr-19
212	25,53	abr-19
213	29,77	abr-19
214	33,20	abr-19
215	33,20	abr-19
216	35,07	abr-19
217	34,23	abr-19
218	30,35	abr-19
219	47,01	abr-19
220	54,82	abr-19
221	33,90	abr-19
222	2,83	abr-19
223	3,43	abr-19
224	4,64	abr-19
225	7,34	abr-19
226	1,57	abr-19
227	10,90	may-19
228	1,56	may-19
229	3,79	may-19
230	10,54	may-19
231	14,43	may-19
232	15,28	may-19
233	37,23	may-19
234	27,58	may-19
235	35,22	may-19
236	33,87	may-19
237	19,42	may-19
238	22,66	may-19
239	22,12	may-19
240	32,55	may-19
241	28,31	may-19
242	20,40	may-19
243	23,05	may-19
244	22,14	may-19
245	22,22	may-19

246	27,80	may-19
247	26,20	may-19
248	25,11	may-19
249	15,39	may-19
250	24,64	may-19
251	25,56	may-19
252	15,99	may-19
253	20,46	may-19
254	29,11	may-19
255	8,80	may-19
256	6,42	may-19
257	5,52	may-19
258	1,30	may-19
259	18,18	jun-19
260	11,83	jun-19
261	33,20	jun-19
262	33,80	jun-19
263	34,10	jun-19
264	23,78	jun-19
265	29,90	jun-19
266	24,82	jun-19
267	48,50	jun-19
268	30,28	jun-19
269	25,72	jun-19
270	31,70	jun-19
271	25,64	jun-19
272	31,44	jun-19
273	14,98	jun-19
274	38,36	jun-19
275	38,33	jun-19
276	15,34	jun-19
277	20,46	jun-19
278	18,55	jul-19
279	11,87	jul-19
280	33,16	jul-19
281	34,13	jul-19
282	34,05	jul-19
283	23,96	jul-19
284	29,75	jul-19
285	24,86	jul-19
286	48,52	jul-19
287	30,36	jul-19

288	25,85	jul-19
289	31,81	jul-19
290	25,63	jul-19
291	31,20	jul-19
292	14,86	jul-19
293	38,32	jul-19
294	38,25	jul-19
295	15,39	jul-19
296	20,43	jul-19
297	12,02	ago-19
298	5,44	ago-19
299	25,00	ago-19
300	24,14	ago-19
301	22,22	ago-19
302	20,20	ago-19
303	36,47	ago-19
304	28,38	ago-19
305	35,24	ago-19
306	22,89	ago-19
307	22,52	ago-19
308	22,91	ago-19
309	36,98	ago-19
310	27,09	ago-19
311	24,57	ago-19
312	48,89	ago-19
313	30,16	ago-19
314	12,02	oct-19
315	5,44	oct-19
316	15,19	oct-19
317	23,06	oct-19
318	23,41	oct-19
319	24,68	oct-19
320	25,91	oct-19
321	22,83	oct-19
322	26,51	oct-19
323	20,45	oct-19
324	24,75	oct-19
325	27,51	oct-19
326	24,06	oct-19
327	24,23	oct-19
328	27,88	oct-19
329	28,48	oct-19

330	30,91	oct-19
331	4,49	nov-19
332	13,31	nov-19
333	38,43	nov-19
334	16,64	nov-19
335	31,54	nov-19
336	22,63	feb-20
337	2,68	ago-20
338	10,05	ago-20
339	2,41	ago-20
340	4,36	ago-20
341	2,41	ago-20
342	7,11	ago-20
343	5,73	ago-20
344	8,26	ago-20
345	8,48	ago-20
346	5,93	ago-20
347	6,38	ago-20
348	8,72	ago-20
349	10,09	ago-20
350	19,55	ago-20
351	11,25	ago-20
352	6,22	ago-20
353	2,10	ago-20
354	13,14	ago-20
355	6,58	ago-20
356	4,80	ago-20
357	4,02	ago-20
358	5,14	ago-20
359	5,90	ago-20
360	6,76	ago-20
361	9,23	ago-20
362	4,50	ago-20
363	6,16	ago-20
364	4,51	ago-20
365	6,26	ago-20
366	5,17	ago-20
367	4,50	ago-20
368	12,30	ago-20
369	5,86	ago-20
370	4,70	ago-20
371	7,08	ago-20

372	16,51	ago-20
373	5,46	ago-20
374	9,66	ago-20
375	5,82	ago-20
376	8,49	ago-20
377	10,71	ago-20
378	7,81	ago-20
379	16,29	ago-20
380	13,93	ago-20
381	3,99	sep-20
382	13,03	sep-20
383	9,72	sep-20
384	11,57	sep-20
385	10,57	sep-20
386	15,86	sep-20
387	8,77	sep-20
388	12,12	sep-20
389	11,57	sep-20
390	9,52	sep-20
391	11,51	sep-20
392	9,09	sep-20
393	13,56	sep-20
394	11,06	dic-20
395	17,49	dic-20
396	13,92	dic-20
397	18,05	dic-20
398	20,23	dic-20
399	13,62	dic-20
400	2,15	feb-21
401	5,15	feb-21
402	1,90	feb-21
403	1,76	feb-21
404	3,18	feb-21
405	1,50	feb-21
406	2,80	feb-21
407	0,70	feb-21
408	5,35	feb-21
409	9,29	feb-21
410	5,40	feb-21
411	11,65	feb-21
412	12,22	feb-21
413	11,68	feb-21

414	9,36	feb-21
415	9,71	feb-21
416	6,70	feb-21
417	4,69	feb-21
418	9,70	feb-21
419	5,44	feb-21
420	2,25	feb-21
421	0,66	feb-21
422	3,17	feb-21
423	7,03	feb-21
424	7,91	feb-21
425	5,74	feb-21
426	7,76	feb-21
427	8,87	feb-21
428	9,05	feb-21
429	7,14	feb-21
430	8,35	feb-21
431	5,94	feb-21
432	7,98	feb-21
433	7,27	feb-21
434	3,44	feb-21
435	8,28	feb-21
436	8,11	feb-21
437	5,74	feb-21
438	10,65	feb-21
439	6,56	feb-21
440	9,07	feb-21
441	7,18	feb-21
442	7,36	feb-21
443	15,00	feb-21
444	5,88	feb-21
445	4,62	feb-21
446	10,49	feb-21
447	9,38	feb-21
448	7,19	feb-21
449	7,07	feb-21
450	11,08	feb-21
451	6,00	feb-21
452	7,82	feb-21
453	9,87	feb-21
454	10,07	feb-21
455	11,73	feb-21

456	10,64	feb-21
457	1,22	feb-21
458	12,82	feb-21
459	6,20	feb-21
460	9,17	feb-21
461	5,37	feb-21
462	14,55	feb-21
463	10,05	feb-21
464	12,61	feb-21
465	5,89	abr-21
466	4,10	abr-21
467	3,99	abr-21
468	4,37	abr-21
469	7,27	abr-21
470	8,74	abr-21
471	4,81	abr-21
472	6,41	abr-21
473	17,44	abr-21
474	6,61	abr-21
475	6,76	abr-21
476	7,07	abr-21
477	6,96	abr-21
478	6,93	abr-21
479	7,75	abr-21
480	6,72	abr-21
481	7,97	abr-21
482	9,69	abr-21
483	2,41	abr-21
484	8,24	abr-21
485	13,22	abr-21
486	11,91	abr-21
487	11,81	abr-21
488	9,18	abr-21
489	6,65	abr-21
490	5,97	abr-21
491	11,67	abr-21
492	7,91	abr-21
493	3,58	abr-21
494	5,55	abr-21
495	7,91	abr-21
496	2,81	abr-21
497	6,10	abr-21

498	3,96	abr-21
499	7,91	abr-21
500	7,98	abr-21
501	7,27	abr-21
502	3,44	abr-21
503	8,28	abr-21
504	7,91	abr-21
505	7,27	abr-21
506	10,65	abr-21
507	6,56	abr-21
508	9,07	abr-21
509	7,18	abr-21
510	7,36	abr-21
511	4,36	abr-21
512	2,41	abr-21
513	7,11	abr-21
514	5,73	abr-21
515	8,26	abr-21
516	8,48	abr-21
517	5,93	abr-21
518	6,38	abr-21
519	8,72	abr-21
520	10,09	abr-21
521	19,55	abr-21
522	11,25	abr-21
523	6,22	abr-21
524	2,10	abr-21
525	13,14	abr-21
526	16,51	abr-21
527	5,46	abr-21
528	9,66	abr-21
529	5,82	abr-21
530	8,49	abr-21
531	10,71	abr-21
532	7,81	abr-21
533	5,89	jun-21
534	4,05	jun-21
535	17,86	jun-21
536	7,10	jun-21
537	8,89	jun-21
538	6,48	jun-21
539	4,79	jun-21

540	7,64	jun-21
541	16,28	jun-21
542	12,72	jun-21
543	15,74	jun-21
544	14,67	jun-21
545	6,38	jun-21
546	4,13	jun-21
547	5,18	jun-21
548	17,20	jun-21
549	17,04	jun-21
550	8,68	jun-21
551	2,61	jun-21
552	8,15	jun-21
553	8,71	jun-21
554	9,14	jun-21
555	5,05	jun-21
556	4,82	jun-21
557	3,74	jun-21
558	8,25	jun-21
559	8,20	jun-21
560	9,43	jun-21
561	7,67	jun-21
562	5,48	jun-21
563	8,12	jun-21
564	6,10	jun-21
565	7,86	jun-21
566	4,46	jun-21
567	13,73	jun-21
568	6,28	jun-21
569	12,91	jun-21
570	5,51	jun-21
571	8,14	jun-21
572	2,75	jun-21
573	6,16	jun-21
574	13,38	jun-21
575	7,87	jun-21
576	7,69	jun-21
577	5,58	jun-21
578	2,20	jun-21
579	5,18	jun-21
580	5,51	jun-21
581	2,67	jun-21



582	10,49	jun-21
583	7,96	jun-21
584	10,85	jun-21
585	17,94	jun-21
586	8,22	jun-21
587	14,22	jun-21
588	14,54	jun-21
589	3,40	jun-21
590	9,12	jun-21
591	3,56	jun-21
592	9,41	jun-21
593	17,97	jun-21
594	8,20	jun-21
595	13,26	jun-21
596	5,54	jun-21
597	8,13	jun-21
598	5,95	jun-21
599	2,27	jun-21
600	15,67	jun-21
601	2,15	ago-21
602	5,15	ago-21
603	1,90	ago-21
604	1,76	ago-21
605	3,18	ago-21
606	1,50	ago-21
607	2,80	ago-21
608	0,70	ago-21
609	5,35	ago-21
610	9,29	ago-21
611	5,40	ago-21
612	11,65	ago-21
613	12,22	ago-21
614	11,68	ago-21
615	9,36	ago-21
616	9,71	ago-21
617	6,70	ago-21
618	4,69	ago-21
619	9,70	ago-21
620	5,44	ago-21
621	2,25	ago-21
622	0,66	ago-21
623	3,17	ago-21

624	7,03	ago-21
625	7,91	ago-21
626	5,74	ago-21
627	7,76	ago-21
628	8,87	ago-21
629	9,05	ago-21
630	7,14	ago-21
631	8,35	ago-21
632	5,94	ago-21
633	7,98	ago-21
634	7,27	ago-21
635	3,44	ago-21
636	8,28	ago-21
637	8,11	ago-21
638	5,74	ago-21
639	10,65	ago-21
640	6,56	ago-21
641	9,07	ago-21
642	7,18	ago-21
643	7,36	ago-21
644	15,00	ago-21
645	5,88	ago-21
646	4,62	ago-21
647	10,49	ago-21
648	9,38	ago-21
649	7,19	ago-21
650	7,07	ago-21
651	11,08	ago-21
652	6,00	ago-21
653	7,82	ago-21
654	9,87	ago-21
655	10,07	ago-21
656	11,73	ago-21
657	10,64	ago-21
658	1,22	ago-21
659	12,82	ago-21
660	6,20	ago-21
661	9,17	ago-21
662	5,37	ago-21
663	14,55	ago-21
664	10,05	ago-21
665	12,61	ago-21

666	5,27	sep-21
667	7,89	sep-21
668	9,23	sep-21
669	5,27	sep-21
670	7,89	sep-21

671	9,23	sep-21
672	10,48	ene-22
673	11,74	ene-22
674	8,93	ene-22

## ANEXO VII. Criterios para elegir el método de recuperación

Características del Reservorio	Unidades	Procesos Térmicos		Procesos Químicos de Inyección			Procesos Miscibles
		Inyección de vapor	Combustión IN-SITU	Polímeros	Surfactantes	Álcalis	HC y CO2
Gravedad del petróleo	°API	10 - 34	10 - 35	-	-	< 30	> 25
Viscosidad dinámica	cP	< 15.000	< 5.000	< 150	< 100	< 100	< 10
Profundidad	ft	< 5.000	-	-	-	-	> 2.500
Espesor de zona	ft	> 15	> 10	-	-	-	-
Temperatura	°F	-	-	< 250	< 250	< 200	< 250
Permeabilidad	mD	> 10	> 10	> 10	> 10	> 10	-
Salinidad de agua de formación	ppm	-	-	< 200.000	< 200.000	< 200.000	-
Porosidad	[adimensional]	> 0,15	> 0,15	-	-	-	-
Saturación de petróleo	[adimensional]	-	-	> 0,40	0,20 - 0,35	-	> 0,20
Saturación de petróleo por Porosidad	[adimensional]	> 0,08	> 0,08	-	-	-	-
Presión del reservorio	psia	< 2.000	< 4.000	-	-	-	> 1.200