

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

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

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

NICOLÁ ANDRÉ MEJÍA GORDÓN

nikmgordon@hotmail.com

DIRECTOR: JOHNNY ROBINSON ZAMBRANO CARRANZA

johnny.zambrano@epn.edu.ec

DMQ, septiembre 2022

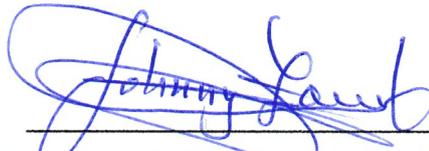
CERTIFICACIONES

Yo, NICOLÁS ANDRÉ MEJÍA GORDÓN, 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.



NICOLÁS ANDRÉ MEJÍA GORDÓN

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por NICOLÁS ANDRÉ MEJÍA GORDÓN, 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.

NICOLÁS ANDRÉ MEJÍA GORDÓN

JOHNNY ROBINSON ZAMBRANO CARRANZA

AGRADECIMIENTO

Que todos tus sueños sean alcanzados, siendo una persona risueña, divertida y comprometida durante todo el camino.

Deseo extender un profundo agradecimiento a las personas que hicieron posible este proyecto, aquellos que fueron compromiso, inspiración y apoyo, en cada momento, durante su realización.

A mi familia, quienes me brindaron todo el apoyo y preocupación día tras día para lograr este gran objetivo. Porque creyeron en mí a cada segundo y mantenían mis brazos en alto. Porque la confianza y orgullo que depositaron fue la energía que me hizo llegar a este punto de mi vida, alcanzando una meta más. Me enseñaron muchas cosas vitales y me encaminaron siempre por el buen sendero. Por todo esto y mucho más, va por ustedes.

A mis amigos, por el apoyo, ánimo y compañía brindada desde el inicio de este camino para superar cualquier dificultad, aprender algo nuevo y, sobre todo, creando un equipo de confianza y responsabilidad que no termina aquí, sino se extenderá más allá de lo pensado.

Gracias a muchas personas especiales que aparecieron durante este camino, que llegaron a cambiar el contexto de mi vida a mejor, por compartir nuevas experiencias y por dejar un granito de arena que aportó durante este periodo. Les agradezco de todo corazón.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
AGRADECIMIENTO.....	III
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	IV
LISTA DE FIGURAS	VI
LISTA DE TABLAS.....	VII
RESUMEN	VIII
ABSTRACT	IX
1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO	1
1.1 Objetivo general	2
1.2 Objetivos específicos	2
1.3 Alcance	2
1.4 Marco Teórico	4
2 METODOLOGÍA.....	14
2.1 Norma ASTM D287 - procedimiento para determinar la gravedad API mediante el método del Hidrómetro	14
2.2 Norma ASTM D96 - procedimiento para determinar el contenido de agua y sedimentos mediante el método de la Centrífuga	15
2.3 Norma ASTM D97 - procedimiento para determinar el punto de fluidez .	16
2.4 Norma ASTM D455 - procedimiento para determinar la viscosidad cinemática.....	17
2.5 Norma ASTM D323 - procedimiento para determinar la presión de vapor mediante el método de Reid	18
2.6 Norma ASTM D56 - procedimiento para determinar el punto de inflamación mediante la prueba tag de copa cerrada.....	19
2.7 Norma ASTM D240 - procedimiento para determinar el poder calórico bruto mediante el calorímetro de bomba.....	20
2.8 Norma ASTM D4294 - procedimiento para determinar el contenido de azufre mediante espectrometría de fluorescencia de rayos X de dispersión de energía.....	21
2.9 Norma ASTM D482 - procedimiento para determinar el contenido de cenizas.....	22
3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	26
3.1 Resultados	26

3.2	Conclusiones.....	51
3.3	Recomendaciones.....	53
4	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	54
5	ANEXOS.....	56
	ANEXO I. Caracterización de crudo de Tambococha - Bloque 43	56
	ANEXO II. Datos de gravedad API.....	57
	ANEXO III. Datos de contenido de agua y sedimentos - BSW.....	59
	ANEXO IV. Viscosidad cinemática de Tambococha 2021-2022.	60
	ANEXO V. Conversión de viscosidad cinemática @ 60 °F.	61
	ANEXO VI. Cantidad de Azufre 2019-2022.....	62
	ANEXO VII. Porcentaje de Asfaltenos 2018-2021.....	67
	ANEXO VIII. Criterios para elegir el método de recuperación. Hong, 2014	77

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Corredores estructurales-petrolíferos de la Cuenca Oriente.....	5
Figura 1.2	Ubicación de los campos Ishpingo, Tambococha y Tiputini.....	9
Figura 3.3	Gráfico de caja y bigotes - Gravedad API y valores atípicos.	26
Figura 3.4	Histograma grupos de Gravedad API.....	27
Figura 3.5	Gráfico de caja y bigotes – BSW y valores atípicos.....	29
Figura 3.6	Grupos de Contenido de agua y sedimentos - BSW.	30
Figura 3.7	Distribución normal estandarizada - BSW.....	31
Figura 3.8	Viscosidad Cinemática vs Gravedad API.	33
Figura 3.9	Curva de Viscosidad cinemática vs Temperatura.....	35
Figura 3.10	Gráfico de cajas y bigotes – Azufre y valores atípicos.....	37
Figura 3.11	Distribuciones Normales Estandarizadas - Azufre.....	40
Figura 3.12	Media de azufre para cada zona.	41
Figura 3.13	Dispersión de asfaltenos registrados entre 2018-2020.....	42
Figura 3.14	Gráfico de Caja y Bigotes - % Asfaltenos 2021 y valores atípicos.....	43
Figura 3.15	Grupos de Asfaltenos 2021.....	44
Figura 3.16	Análisis SARA - zona sur del Campo ITT.....	46

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1 Tipos de crudo según la gravedad API.	8
Tabla 2.2 Lectura para un tubo en forma de cono de 100 mL [15, p. 4].	16
Tabla 2.3 Tiempos distintivos para la determinación del contenido de azufre [16, p. 5]. ..	21
Tabla 2.4 Masa de la muestras y masa de ceniza [17, p. 2].	22
Tabla 3.5 Valores atípicos - Gravedad API.	27
Tabla 3.6 Medidas - Gravedad API.	28
Tabla 3.7 Valores atípicos - BSW.	29
Tabla 3.8 Medidas - BSW.	31
Tabla 3.9 Viscosidad cinemática de 12 muestras a una temperatura de 60 °F.	32
Tabla 3.10 Valores atípicos - Azufre.	38
Tabla 3.11 Medidas - Azufre.	40
Tabla 3.12 Valores atípicos - % Asfaltenos 2021.	43
Tabla 3.13 Medidas - Asfaltenos 2021.	45
Tabla 3.14 Análisis SARA zona sur del Campo ITT.	45
Tabla 3.15 Cuadro de resumen de resultados - zona sur del Campo ITT.	47
Tabla 3.16 Cuadro de resumen de resultados del Campo ITT.	48
Tabla 3.17 Resultados del método de recuperación - Campo ITT.	50

RESUMEN

La explotación de reservas de crudos livianos y medianos ha generado grandes ingresos, pero estos volúmenes están disminuyendo paulatinamente, por lo que el país se debe centrar en la producción de otro tipo de crudo dentro de la Cuenca Oriente.

El desarrollo de las reservas de crudos pesados y extrapesados, que representan la mitad de las reservas remanentes del país, y que se encuentran en zonas altamente sensibles, entrarán en una etapa de crecimiento y de alto impacto; por lo tanto, tener un correcto manejo ambiental y compromiso con la naturaleza, será un reto importante dentro de la producción, transporte y almacenamiento de este tipo de crudos. Para lograr este objetivo, es necesario conocer los valores actualizados de las propiedades físicas, químicas y reológicas del crudo que será extraído, para implementar nuevas técnicas de recuperación y transporte de manera óptima y que reduzcan el impacto al medio ambiente.

En este documento se presenta un análisis del problema, información del campo, la importancia de caracterizar un crudo, los ensayos de laboratorios requeridos para determinar las propiedades del crudo en base a las normas ASTM e información histórica recopilada, y los resultados de la caracterización del crudo de la zona sur del Campo ITT (Bloque 43). Propiedades como la gravedad API, contenido de agua y sedimentos, viscosidad, contenido de azufre, análisis SARA, entre otros, fueron detallados en base a un análisis estadístico descriptivo; análisis que se sustenta en las medidas de tendencia central, medidas de posición y dispersión, representadas mediante gráficos estadísticos para una mejor representación y entendimiento. Como resultado, se presenta una descripción actualizada de las propiedades físicas, químicas y reológicas del crudo y propuesta de un método de recuperación óptimo para la zona sur del Campo ITT.

PALABRAS CLAVE: Caracterización de crudo, propiedades fisicoquímicas, análisis estadístico descriptivo, ensayos ASTM, Campo ITT, Bloque 43.

ABSTRACT

The exploitation of light and medium crude oil reserves has generated large revenues, but these volumes are gradually decreasing, to the point that the country must focus on the production of other types of crude oil within the Oriente Basin.

The development of heavy and extra-heavy crude oil reserves, which represent half of the country's remaining reserves, and which are located in highly sensitive areas, will enter a stage of growth and high impact, therefore, having correct environmental management and commitment to nature will be an important challenge in the production, transportation, and storage of this type of crude oil. To achieve this objective, it is necessary to know the updated values of the physical, chemical, and rheological properties of the crude oil to be extracted, in order to implement new recovery and transportation techniques in an optimal way and reduce the impact on the environment.

This document presents an analysis of the problem, field information, the importance of characterizing a crude oil, the laboratory tests required to determine the properties of the crude oil based on ASTM standards and historical information gathered, and the results of the characterization of the crude oil from the southern zone of the ITT Field (Block 43). Properties such as API gravity, water, and sediment content, viscosity, sulfur content, and SARA analysis, among others, were detailed based on a descriptive statistical analysis; analysis based on measures of central tendency, measures of position, and dispersion, represented by statistical graphs for better representation and understanding. As a result, an updated description of the physical, chemical, and rheological properties of the crude oil and a proposal of an optimal recovery method for the south zone of the ITT field are presented.

KEYWORDS: Crude oil characterization, physicochemical properties, descriptive statistical analysis, ASTM tests, ITT field, Block 43.

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 sur 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 sur del Campo ITT.

1.2 Objetivos específicos

1. Describir la geología de la Cuenca Oriente en la zona sur 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 sur 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 sur 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 recuperación, 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 sur 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 pasó a la descripción de las propiedades del crudo de la zona sur 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 sur del Campo ITT es 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 sur 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.

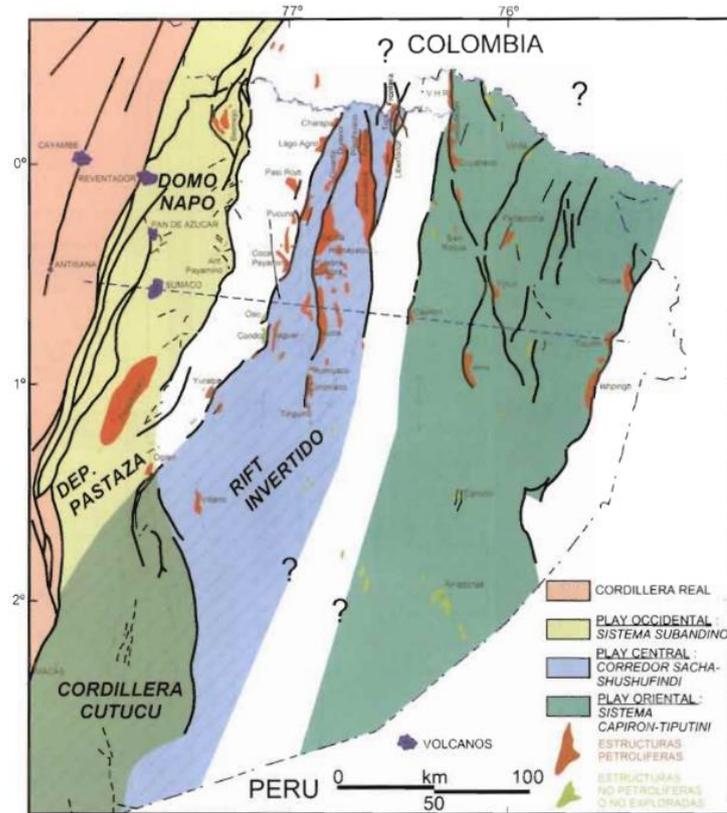


Figura 1.1 Corredores estructurales-petrolíferos de la Cuenca Oriente.

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-aptenses [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.

Elaborado por: Mejía, 2022.

Tipo de crudo	°API	Densidad (g/cm ³)	Descripción
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.

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 sísmicas [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.

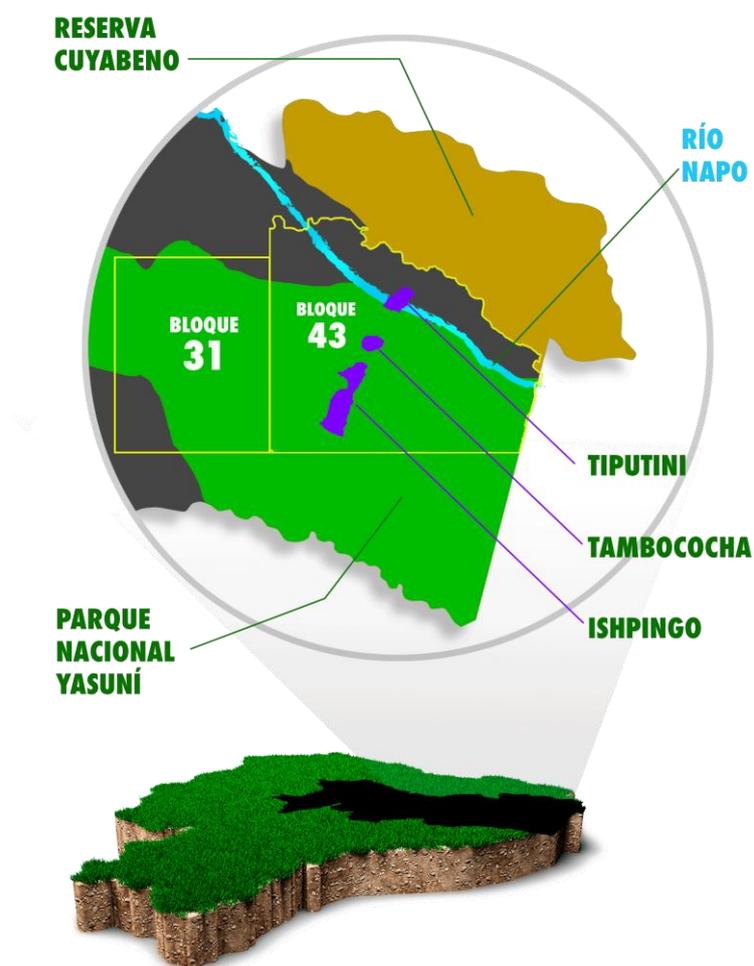


Figura 1.2 Ubicación de los campos Ishpingo, Tambococha y Tiputini.

Elaborado por: Mejía, 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 refino, 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 refinería.

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 sur 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 sur del Campo ITT, de manera que proporcionará criterios para seleccionar un método de recuperación óptimos 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 $60\text{ °C} \pm 3\text{ °C}$.
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 °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].

Volumen de agua y sedimentos, mL	Lectura aproximada, mL
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 desulsionante 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 mm^2/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 $37,8\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$. 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 $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ 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° . 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 $37,8\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$. 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 $50\text{ mL} \pm 5\text{ mL}$ de la muestra. Mantener una temperatura de $27\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 5\text{ }^{\circ}\text{C}$ o mínimo $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ 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 $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ 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].

Rango de contenido de azufre, % en masa	Tiempo transcurrido, segundos
0,0000 – 0,1000	200 – 300
0,1 – 5,0	100
1,0 – 5,0	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].

Ceniza esperada, % en masa	Masa de la muestra a prueba, g	Masa de la ceniza, mg
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 sur 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 de 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 sur 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 H_2S 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 el análisis estadístico 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.

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

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.

$$Desviación\ Est\acute{a}ndar = s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2}{n - 1}}$$

Ecuación 2.2 Ecuación Desviación Estándar.

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

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 sur 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 sur 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 los resultados obtenidos en la investigación para la descripción de las propiedades fisicoquímicas del crudo, de acuerdo con lo planteado en los objetivos específicos y alcanzando el objetivo general que consiste en caracterizar el crudo de la zona sur del Campo ITT. Además, se incluyen resultados de ensayos de laboratorio realizadas en base a una muestra de crudo del área de Tambococha, y el informe de resultados de ensayos de laboratorio para una muestra de crudo del Campo ITT realizado por Bryan Celin, publicado en su trabajo de titulación.

3.1 Resultados

Gravedad API

Para la zona sur del Campo ITT se dispone de datos de gravedad API registrados desde el 2020 (Anexo II). En la Figura 3.3 se representa un gráfico de caja y bigotes que resume la información de 65 muestras de crudo.

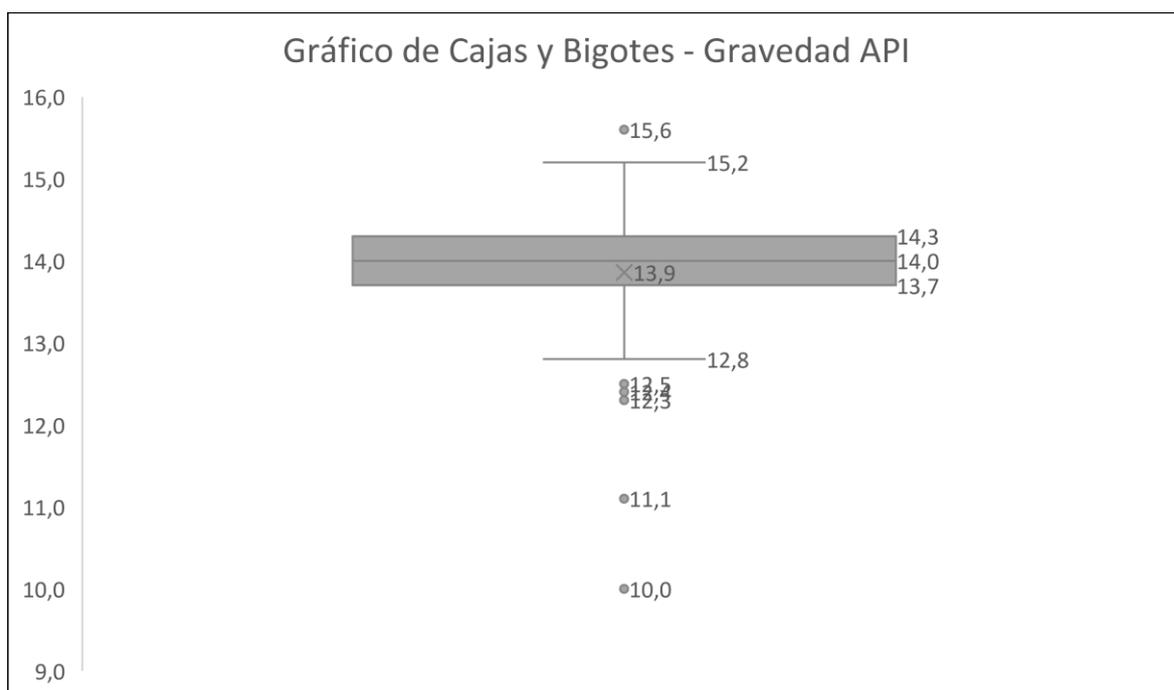


Figura 3.3 Gráfico de caja y bigotes - Gravedad API y valores atípicos.

Elaborado por: Mejía, 2022.

Los valores de gravedad API tienen una distribución casi normal y el rango intercuartil es de 0,6, por lo que la mayor cantidad de valores se concentran cerca de la media; en otras

palabras, la variable no se encuentra tan dispersa. Además, se presentan 7 valores atípicos que alteran los resultados de la variable; que se representan en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5 Valores atípicos - Gravedad API.

Elaborado por: Mejía, 2022

# Muestra	Gravedad API, °API	Gravedad Específica, [adimensional]	Fecha de Muestreo, [dd-mm-aaaa]
1	11,1	0,992	02-jul-2022
4	12,3	0,984	25-jun-2022
7	12,4	0,983	08-jun-2022
8	10,0	1,000	07-jun-2022
9	12,3	0,984	04-jun-2022
19	12,5	0,983	28-feb-2022
31	15,6	0,961930659	01-jul-2021

En la Figura 3.4 se representa el histograma de grupos de gravedad API sin considerar los valores atípicos de la variable. Se puede observar que la mayor frecuencia de valores de gravedad API está entre 13,6 °API hasta 14,4 °API, considerándose el crudo de la zona sur del Campo ITT como crudo pesado.

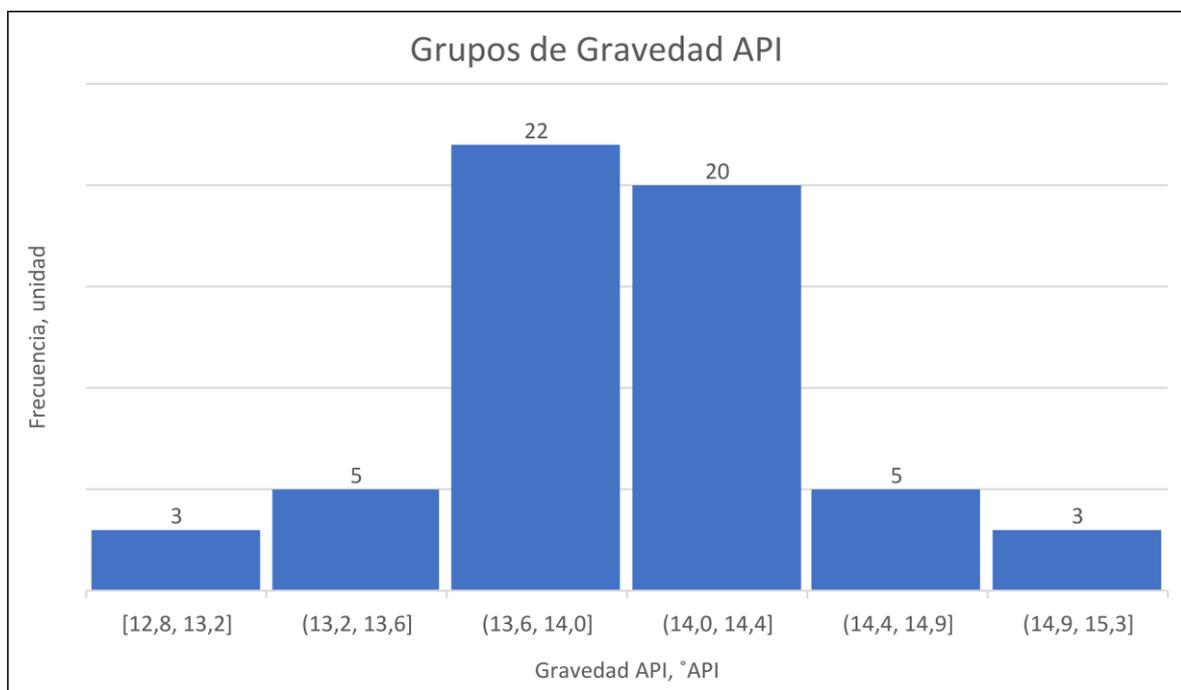


Figura 3.4 Histograma grupos de Gravedad API.

Elaborado por: Mejía, 2022.

Para corroborar estos valores, la Tabla 3.6 presenta los valores de la Media, Moda y Desviación Estándar de la variable gravedad API, concluyendo que el crudo de esta zona se encuentra entre $14,04 \text{ }^\circ\text{API} \pm 0,46 \text{ }^\circ\text{API}$.

Tabla 3.6 Medidas - Gravedad API.

Elaborado por: Mejía, 2022.

Medidas - Gravedad API	
Media	14,04
Moda	14,00
Desviación Estándar	0,46

La gravedad API registrada en el informe de resultados por ensayos de laboratorio es de $12,4 \text{ }^\circ\text{API} \pm 1,0 \text{ }^\circ\text{API}$ [18], lo que se concluye que esta muestra de crudo no pertenece a la zona sur del Campo ITT y se encuentra dentro de los valores atípicos de la variable.

Contenido de agua y sedimentos - BSW

Según los datos proporcionados de BSW por EP Petroecuador (Anexo III), se identifica que la zona sur del Campo ITT es un gran productor de agua con presencia de impurezas que alteran la calidad del crudo. En la Figura 3.5 resume la información de 79 muestras de crudo.

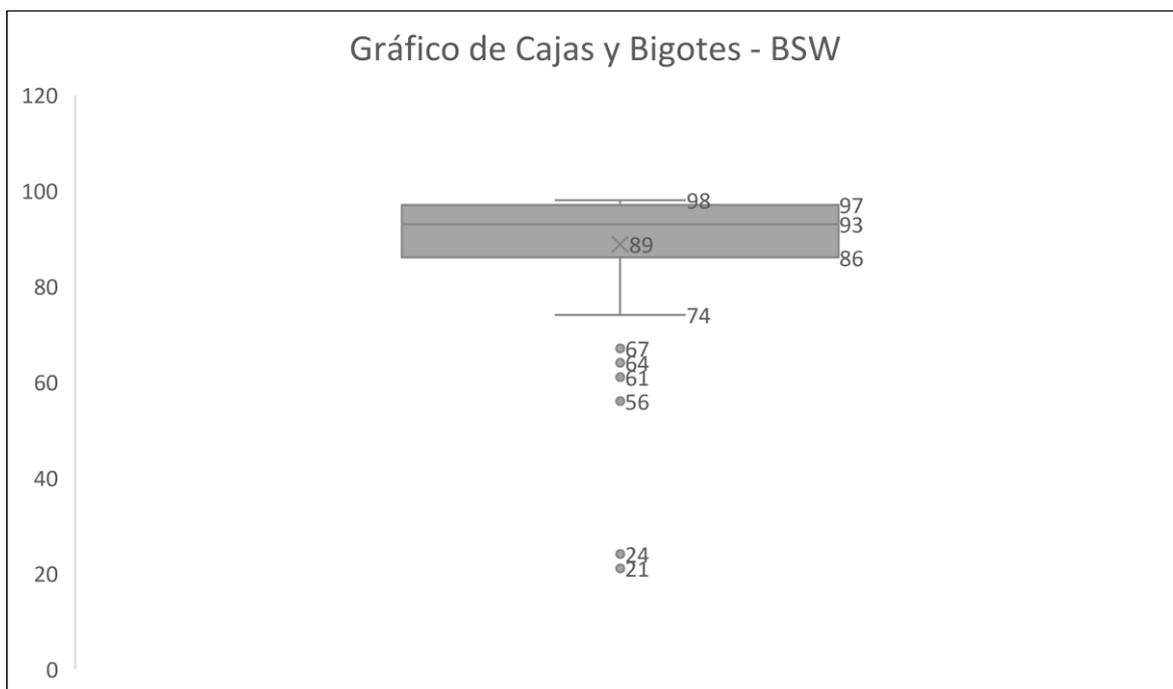


Figura 3.5 Gráfico de caja y bigotes – BSW y valores atípicos.

Elaborado por: Mejía, 2022.

Se puede apreciar que la desviación estándar mínima y máxima de los valores de BSW son 74% y 98%, respectivamente, lo que indica la gran producción de agua en la zona e impurezas asociadas. El contenido de agua y sedimentos tiene una distribución normal sesgada hacia la izquierda, y su rango intercuartil es de 11; por lo que presenta una ligera dispersión de datos con respecto a la media. Están presentes 6 valores atípicos de la variable BSW que afectan la distribución de datos y que se los presenta en la Tabla 3.7.

Tabla 3.7 Valores atípicos - BSW.

Elaborado por: Mejía, 2022.

# Muestra	BSW, %
21	61
34	56
55	64
57	67
61	21
76	24

En la Figura 3.6 se presenta el histograma de grupos de BSW sin considerar los valores atípicos de la variable en meción. Se puede observar que la mayor frecuencia de valores de BSW se encuentra entre 90% y 100%, considerándose la zona sur del Campo ITT como gran productor de agua e impurezas presentes.

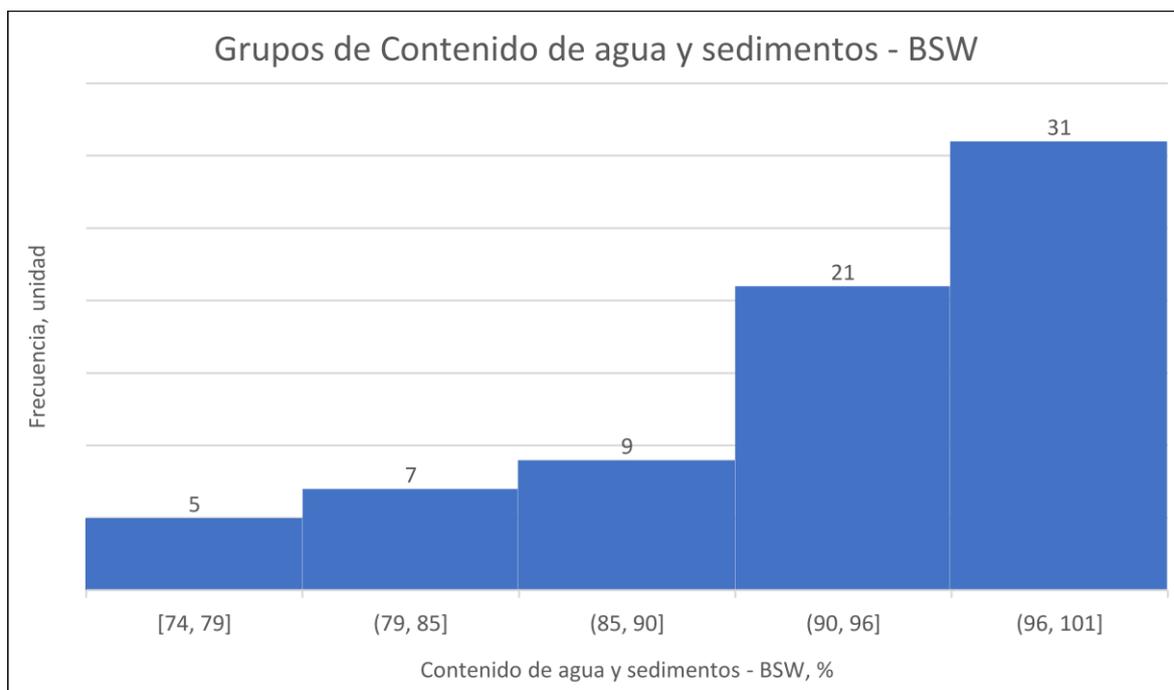


Figura 3.6 Grupos de Contenido de agua y sedimentos - BSW.

Elaborado por: Mejía, 2022.

A pesar de que se eliminaron los valores atípicos de la variable BSW, el rango comprendido entre 74% y 90% abarcan el 28,77% de los datos, haciendo que la distribución normal continúe presentando sesgo hacia la izquierda. En la Figura 3.7 se presenta la distribución normal estandarizada de la variable BSW que indica este sesgo hacia la izquierda. Continuar retirando los valores atípicos de la variable conduciría a una falta de datos y la muestra ya no sería representativa para el análisis estadístico descriptible.

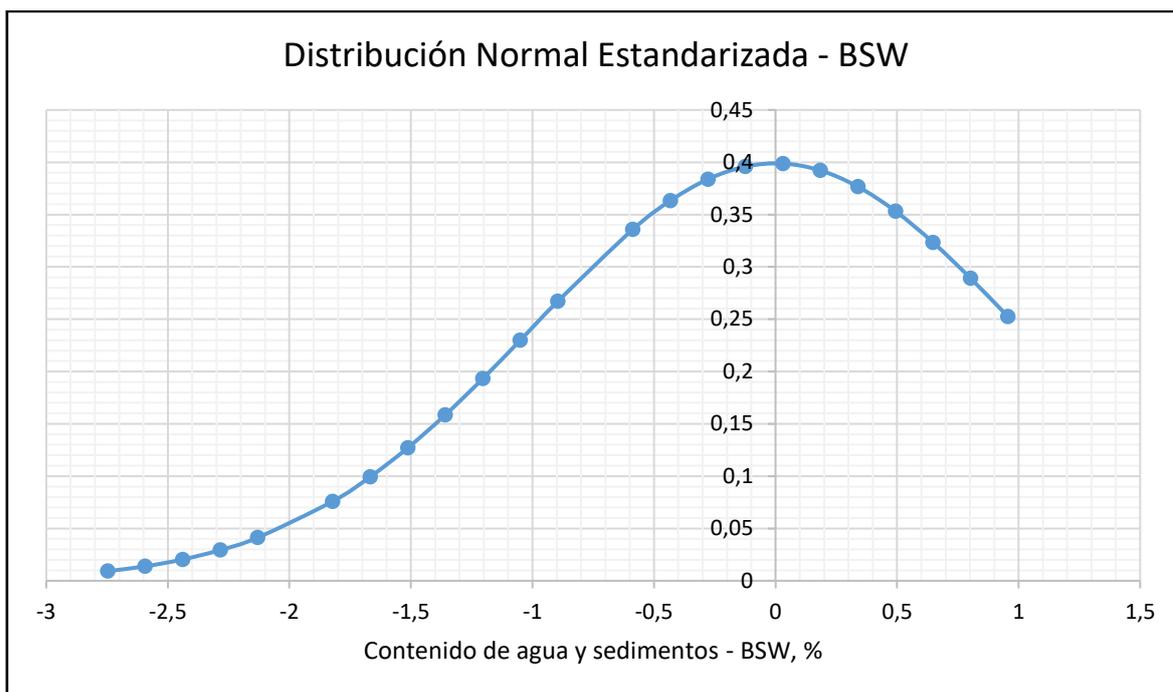


Figura 3.7 Distribución normal estandarizada - BSW.

Elaborado por: Mejía, 2022.

Luego del análisis se considera que un 71,33% de los datos tiene una avanzada producción de agua e impurezas dentro de la zona sur del Campo ITT y el 28,77% una producción baja de agua e impurezas, que se los puede considerar como pozos productores relativamente nuevos.

En la Tabla 3.8 se presentan los valores de la Media, Moda y Desviación Estándar de la variable BSW, concluyendo que el BSW de esta zona está comprendida entre 91,80% de BSW \pm 6,48% de BSW.

Tabla 3.8 Medidas - BSW.

Elaborado por: Mejía, 2022.

Medidas - BSW	
Media	91,80
Moda	94,00
Desviación Estándar	6,48

El contenido de agua y sedimentos – BSW registrada en el informe de resultados por ensayos de laboratorio es de 35,24% de BSW \pm 25,37% de BSW [18], lo que se concluye que esta muestra no es de la zona sur del Campo ITT o es una muestra de un pozo productor totalmente nuevo que pertenece al grupo de valores atípicos.

Punto de Fluidez

Debido a la falta de datos para la variable punto de fluidez, no se puede realizar el análisis para describir la variable correctamente. Para completar la investigación de esta variable, se obtuvieron los resultados de una muestra de Tambococha presentada en el Anexo I. El punto de fluidez del crudo de la zona sur del Campo ITT es de 3 °C (37,4 °F), por lo que se puede concluir que éste crudo tiene problemas de transporte en condiciones críticas.

El punto de fluidez registrada en el informe de resultados por ensayos de laboratorio es de -3 °C (26,6 °F) [18], lo que se concluye que esta muestra no es de la zona sur del Campo ITT.

Viscosidad cinemática

Para la zona sur del Campo ITT se dispone de datos de viscosidad cinemática registrados desde el 2021 (Anexo IV). Para generar la curva que permita ver el comportamiento de la viscosidad de este crudo, se parte desde los 60 °F hasta los 220 °F con valores de viscosidad cinemática para 12 muestras distintas de la zona, según la información entregada por EP Petroecuador.

Las 12 muestras que se usan para esta comparación tienen valores de gravedad API y viscosidad cinemática medidas a una temperatura de 60 °F dentro del rango propuesto en nuestro análisis. El promedio de la gravedad API y la viscosidad cinemática para estas 12 muestras son de 14,1 °API y 29.536,74 cSt (295,4 cm²/s). Esta información se detalla en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9 Viscosidad cinemática de 12 muestras a una temperatura de 60 °F.

Fuente: EP Petroecuador.

# Muestra	Gravedad API, °API	Viscosidad, cm²/s
1	14,2	364,4
2	14,1	320,4
3	14,3	292,7

4	14,2	360,7
5	14,4	268,0
6	14,0	298,9
7	14,1	318,3
8	13,9	338,2
9	13,8	361,4
10	14,1	234,5
11	14,1	193,4
12	14,1	193,4

Se observa que las 12 muestras de la zona sur del Campo ITT presentan disparidad entre ellas. Por ejemplo, entre la Muestra 2 y la Muestra 11 las viscosidades presentan gran diferencia a pesar de que sus gravedades API son las mismas. Esto se debe a la composición molecular de las muestras y se concluye que la composición molecular del crudo varía a pesar de pertenecer a una misma zona.

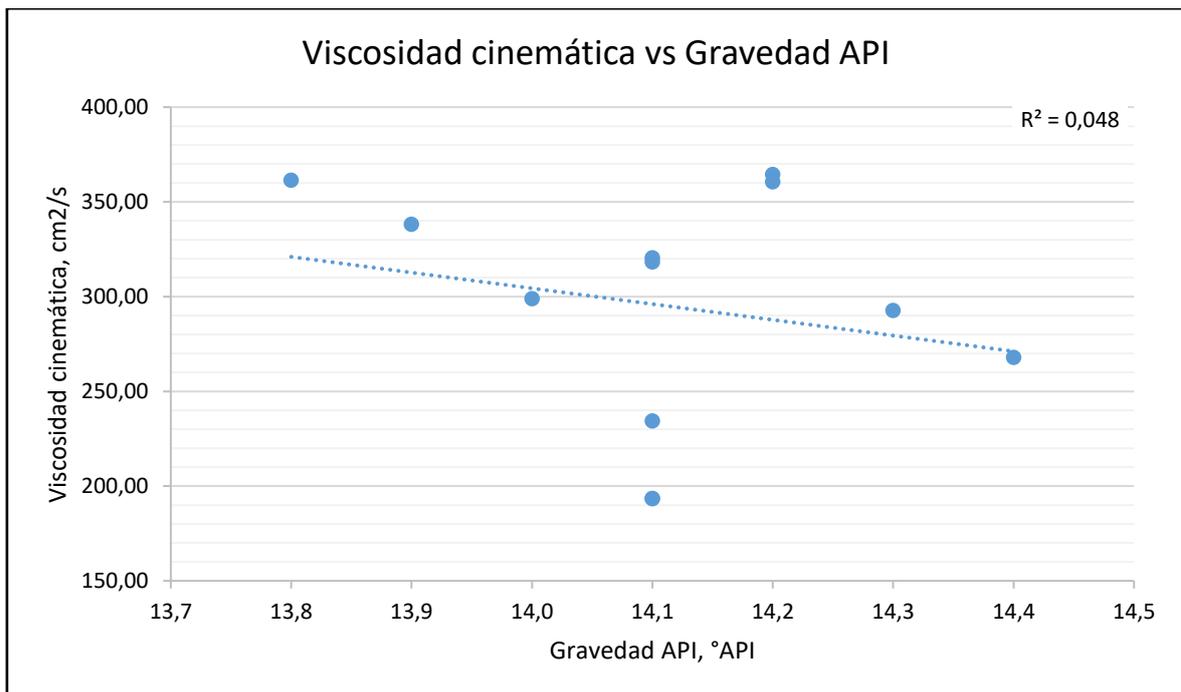


Figura 3.8 Viscosidad Cinemática vs Gravedad API.

Elaborado por: Mejía, 2022.

En la Figura 3.8 se puede observar la tendencia que presentan estas 12 muestras y la proporción de la varianza total entre sí mismas, denominado como coeficiente de determinación (R^2). El valor R^2 de 0,048 significa que los datos no se ajustan a una

tendencia, explicando por qué dos muestras con mismas gravedades API tienen una gran diferencia en sus viscosidades cinemáticas.

El comportamiento de las muestras con respecto a la variación de temperatura se observa en la Figura 3.9. Se concluye que los valores de viscosidad cinemática son muy altos y tendría repercusiones durante el transporte de crudo. Se realizó un aumento de la escala para una mejor visualización y comparación entre las mismas.

# Muestra	Gravedad API, °API	Viscosidad, cm ² /s
1	14,2	364,44
2	14,1	320,44
3	14,3	292,70
4	14,2	360,66
5	14,4	268,00
6	14,0	298,92
7	14,1	318,30
8	13,9	338,18
9	13,8	361,40
10	14,1	234,49
11	14,1	193,44
12	14,1	193,44

Los valores de gravedad API y viscosidad fueron obtenidos para una temperatura de 60 °F.

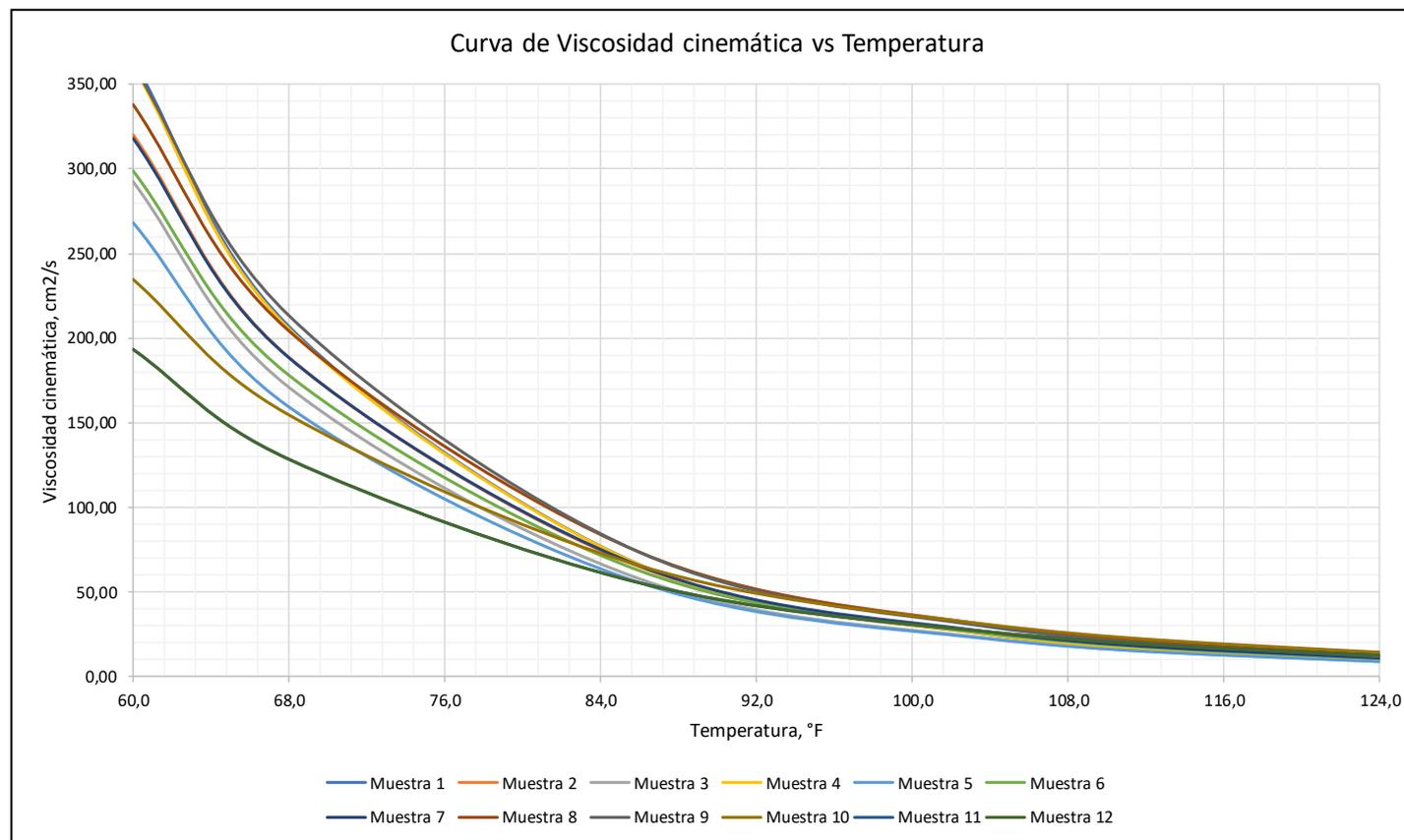


Figura 3.9 Curva de Viscosidad cinemática vs Temperatura.

Elaborado por: Mejía, 2022.

La viscosidad cinemática registrada en el informe de resultados por ensayos de laboratorio es de 51.076,93 cSt @ 20 °C, 27.076,54 cSt @ 25 °C y 15.601,05 cSt @ 30 °C [18]. Para llevar estos valores a las condiciones de temperatura similares (60 °C), se realizó el cálculo respectivo y se presenta como el Anexo V. La viscosidad cinemática de esta muestra a 60 °F es de 91.902,03 cSt (919,02 cm²/s) y una gravedad de 12,4 °API. Como anteriormente se concluyó que esta muestra no pertenece a la zona sur del Campo ITT debido a su gravedad API, no se puede relacionar la viscosidad cinemática de esta muestra con el análisis realizado para las 12 muestras. Por ende, esta muestra se encuentra fuera de la zona de estudio debido a sus altos valores de viscosidad cinemática.

Presión de vapor Reid

Por parte de EP Petroecuador, la presión de vapor Reid es una propiedad que no entra en sus ensayos y no fue registrada. De igual manera, la información recopilada no fue la suficiente para realizar un correcto análisis descriptivo de la variable y no es posible la comparación con el informe de resultados por ensayos de laboratorio.

Punto de inflamación o Flash Point

Debido a la falta de datos para la variable punto de inflamación no se puede realizar el análisis para describir la variable correctamente. Para completar la investigación de esta variable, los resultados se obtuvieron de una muestra de Tambococha presentada en el Anexo I. El punto de inflamación del crudo de la zona sur del Campo ITT es de 19 °C (66,2 °F).

El punto de inflamación registrada en el informe de resultados por ensayos de laboratorio es de 37,1 °C (98,78 °F) [18], y se concluye que esta muestra no es de la zona sur del Campo ITT.

Poder calórico bruto

Por parte de EP Petroecuador, el poder calórico bruto es una propiedad que no entra en sus ensayos y no fue registrada. De igual manera, la información recopilada no fue la suficiente para realizar un correcto análisis descriptivo de la variable y no es posible la comparación con el informe de resultados por ensayos de laboratorio.

Contenido de azufre

De los datos proporcionados de azufre por EP Petroecuador (Anexo VI), se registra un total de 588 muestras divididas en las diferentes zonas del campo Tambococha. Para

Tambococha Pad A (TMBA) se tienen 168 muestras, para Tambococha Pad B (TMBB) se tienen 127 muestras, para Tambococha Pad D (TMBD) se tienen 174 muestras y para Tambococha Pad E (TMBE) se tienen 119 muestras. En la Figura 3.10 se resume la información de 79 muestras de crudo.

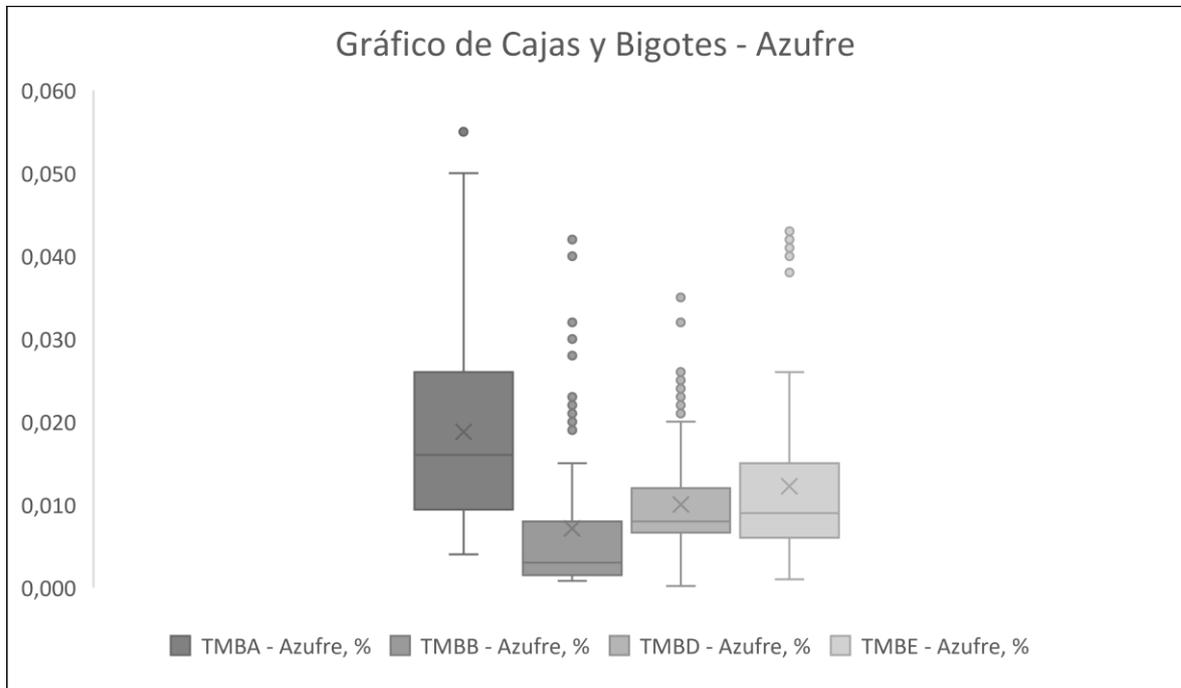


Figura 3.10 Gráfico de cajas y bigotes – Azufre y valores atípicos.

Elaborado por: Mejía, 2022.

Se puede observar que cada zona tiene una distribución diferente y mayores valores atípicos entre ellos. Al comparar las medias de cada zona, se llega a la conclusión que no se pueden asociar como un solo grupo; por lo que, el análisis estadístico descriptivo se realizó para cada uno de manera separada. Además, sus rangos intercuartiles son 0,017 (TMBA), 0,006 (TMBB), 0,005 (TMBD) y 0,009 (TMBE), mostrando cierta dispersión en sus datos para cada zona. En la Tabla 3.10 se presentan los valores atípicos que alteran los resultados de la variable para cada una de las zonas.

Tabla 3.10 Valores atípicos - Azufre.

Elaborado por: Mejía, 2022.

# Muestra	TMBA - Azufre, %	# Muestra	TMBB - Azufre, %
42	0,055	1	0,030
		2	0,023
		3	0,022
		4	0,042
		5	0,040
		6	0,040
		7	0,030
		8	0,028
		9	0,030
		10	0,030
		11	0,028
		12	0,032
		13	0,020
		14	0,019
		15	0,020
		18	0,021
		19	0,020
		20	0,019

# Muestra	TMBD - Azufre, %	# Muestra	TMBE - Azufre, %
2	0,023	4	0,040
3	0,021	5	0,043
4	0,023	6	0,043
7	0,022	7	0,041
8	0,021	8	0,040
10	0,025	9	0,040
11	0,024	10	0,038
12	0,026	11	0,042

13	0,035	12	0,040
14	0,032		
41	0,021		

En la Figura 3.11 se pueden observar las distribuciones normales estandarizadas (D.N.E.) para cada zona de la variable azufre, sin considerar los valores atípicos. A continuación, se explica a detalle cada uno:

- a) La cantidad de azufre en la zona de TMBA se encuentra sesgada hacia la derecha. Debido a que la cantidad de datos se concentran en los valores bajos, tiene mucha dispersión. Se puede decir que esta zona tiene una concentración baja de azufre.
- b) La cantidad de azufre en la zona de TMBB se encuentra sesgada hacia la derecha. A pesar de que los valores se encuentran muy dispersos, gran parte de los valores se concentran en la parte izquierda de la curva. Se puede considerar que esta zona tiene una concentración de casi cero de azufre, pero hay mayor incertidumbre.
- c) La cantidad de azufre en la zona de TMBD no presenta sesgo. Los valores tienen una buena distribución y los valores de la variable se concentran en el centro de la curva. Se puede decir con mayor seguridad que la concentración de azufre es baja en esta zona.
- d) La cantidad de azufre en la zona de TMBE se encuentra sesgada hacia la derecha. Los valores se encuentran muy dispersos, y no existe una concentración concreta de los valores.

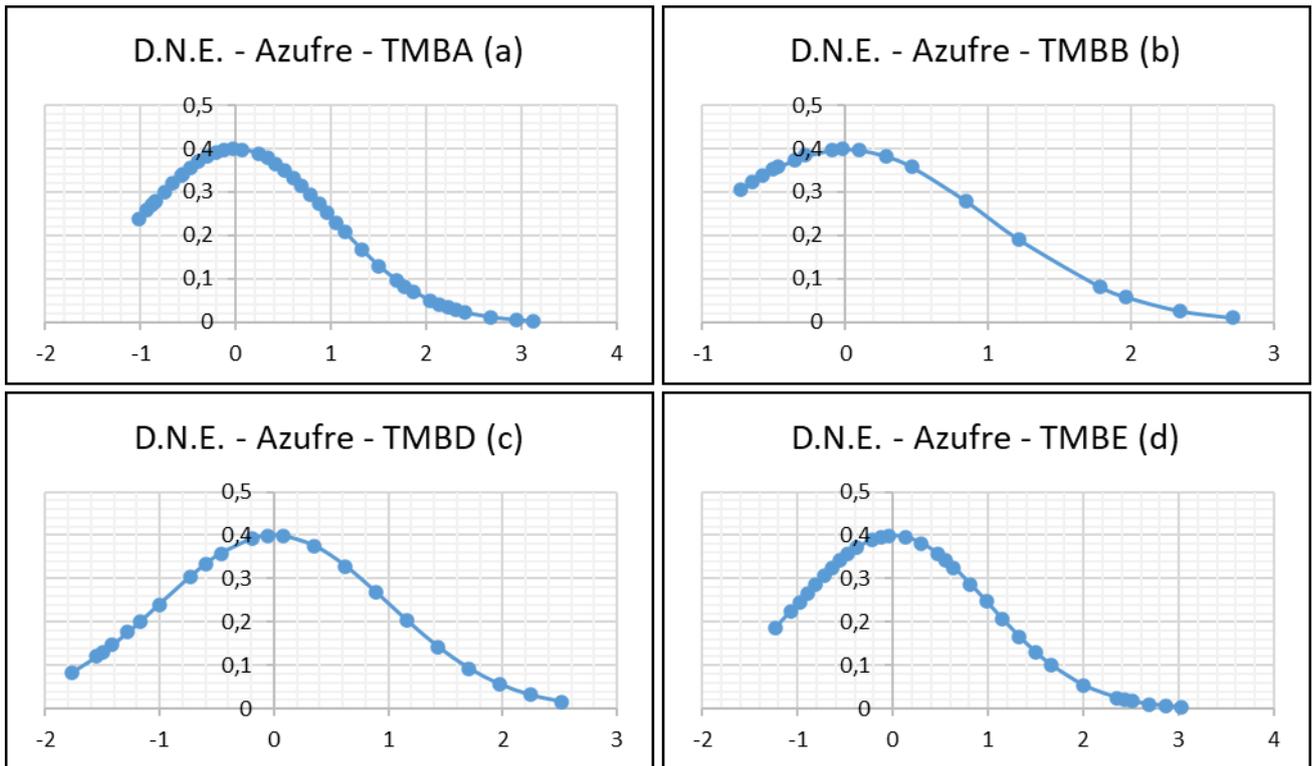


Figura 3.11 Distribuciones Normales Estandarizadas - Azufre.

Elaborado por: Mejía, 2022.

Debido a la gran diferencia entre las 4 zonas presentes para la variable azufre, la Tabla 3.11 presenta los valores de la Media, Moda y Desviación Estándar de la variable azufre de la zona con mayor concentración de azufre. En este caso, la zona TMBA presenta una mayor concentración de azufre como se observa en la Figura 3.12, concluyendo que el crudo de esta zona presenta entre $0,0153\% \pm 0,0111\%$ de azufre.

Tabla 3.11 Medidas - Azufre.

Elaborado por: Mejía, 2022.

Medidas - Azufre - TMBA	
Media	0,0153
Moda	0,0160
Desviación Estándar	0,0111

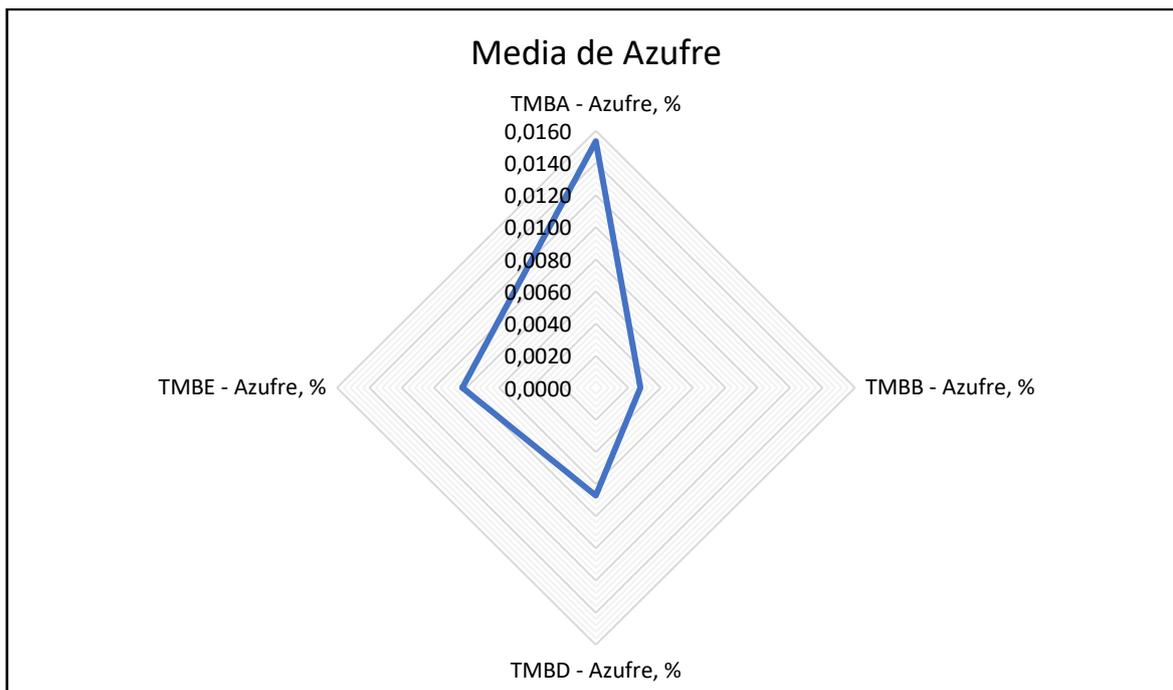


Figura 3.12 Media de azufre para cada zona.

Elaborado por: Mejía, 2022.

El umbral de la cantidad de azufre en crudos pesados es de 1,1 y en base a análisis estadístico de la variable, se considera que el crudo pesado de la zona sur del Campo ITT es “dulce”, debido a que la variable se encuentra por debajo del umbral.

El punto de inflamación registrada en el informe de resultados por ensayos de laboratorio es de 1,4932% \pm 0,1001% en peso [18], lo que se concluye que esta muestra no es de la zona sur del Campo ITT, ya que supera el umbral de 1,1% y se considera “agrio”.

Cantidad de cenizas

Por la falta de datos para la variable cantidad de cenizas no se puede realizar el análisis para describir la variable correctamente. Para completar la investigación de esta variable, se obtuvo los resultados de una muestra de Tambococha que se presenta en el Anexo I. La cantidad de cenizas del crudo de la zona sur del Campo ITT es de 0,11% en peso.

La cantidad de cenizas registrada en el informe de resultados por ensayos de laboratorio es de 0,4345% en peso [18].

Análisis SARA

Para la zona sur del Campo ITT se cuenta con datos de asfaltenos registrados desde el 2018 hasta el 2021, información disponible en el Anexo VII. Se tiene un total de 568 muestras que se representan en la Figura 3.13.

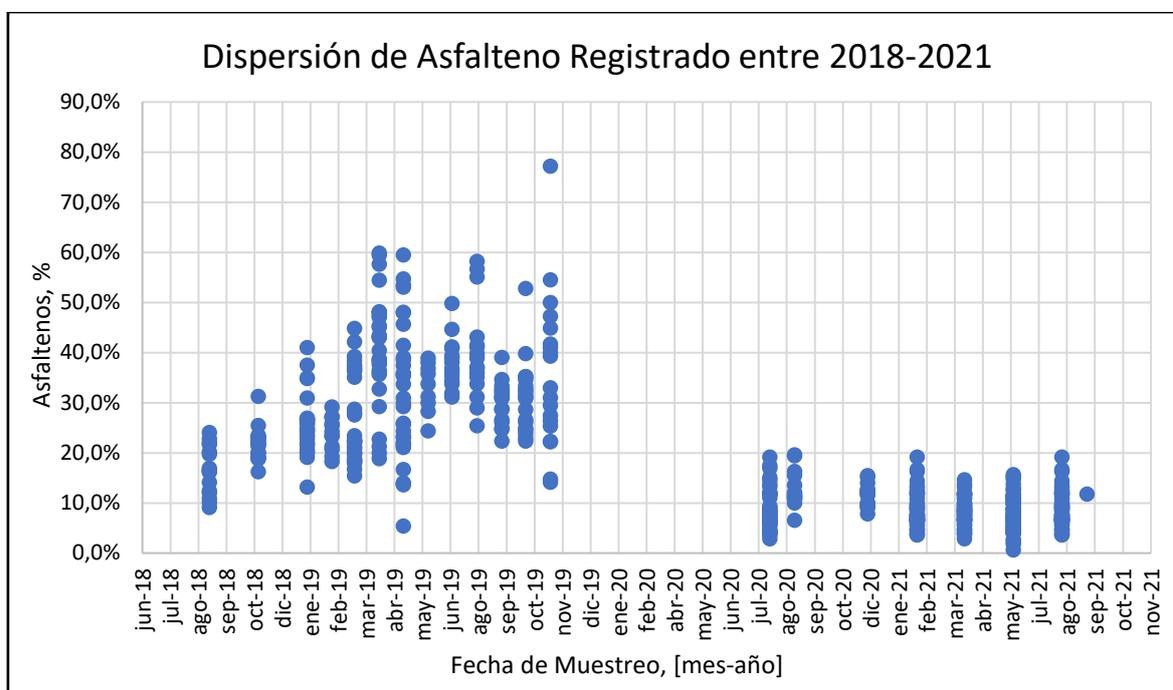


Figura 3.13 Dispersión de asfaltenos registrados entre 2018-2020.

Elaborado por: Mejía, 2022.

Como se observa en la Figura 3.13, los valores de asfaltenos presentan una gran dispersión y se visualiza dos escenarios claros, los cuales son:

- Periodo 2018-2019: el porcentaje de asfaltenos en los crudos de la zona sur del Campo ITT presentan gran dispersión y alto porcentaje de asfaltenos. Se llega a concluir que debido a esta cantidad de asfaltenos presentes en el crudo, se genera cristalizaciones y aumentan la gravedad API del crudo.
- Periodo 2020-2021: el porcentaje de asfaltenos en los crudos de la zona sur del Campo ITT disminuye considerablemente con respecto al primer escenario, presenta una leve dispersión de datos y bajo porcentaje de asfaltenos (20% máx.). Lo que ocasiona que el crudo tenga una mejor calidad con respecto a su gravedad API y no se generen cristalizaciones que afecten las condiciones de flujo. Cabe mencionar que los datos del año 2020 no están completos ya que sólo fueron registrados desde mediados del año.

Debido a la diferencia que existe en los dos escenarios, sólo se consideró el año 2021 para el análisis estadístico descriptivo y por ser la información recopilada más actual de la zona sur del Campo ITT.

En la Figura 3.14 se resume la información de 230 muestras de crudo pertenecientes al año 2021 con una gráfica de caja y bigotes.

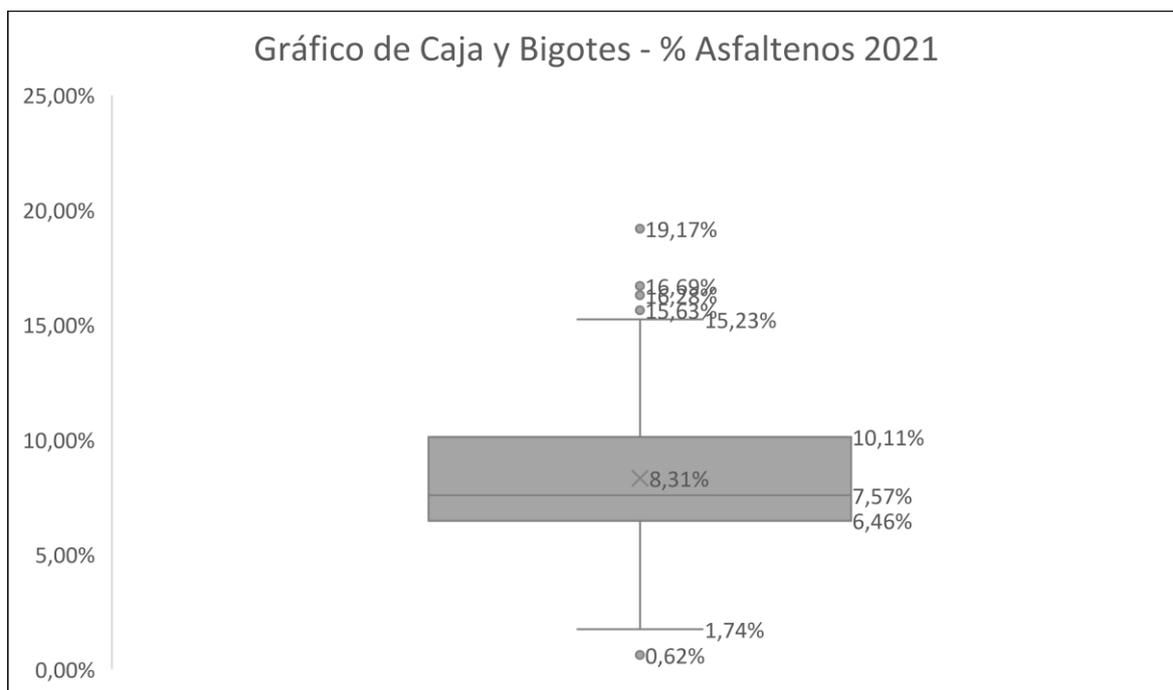


Figura 3.14 Gráfico de Caja y Bigotes - % Asfaltenos 2021 y valores atípicos.

Elaborado por: Mejía, 2022.

El porcentaje de asfaltenos presenta una distribución normal y con un rango intercuartil de 3,45 puntos; es decir, la dispersión de datos es alta con respecto a la media de datos. Se puede observar que existen valores atípicos que superan el valor de la desviación estándar máxima, los que afectan ligeramente el análisis estadístico. Estos valores atípicos se presentan en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12 Valores atípicos - % Asfaltenos 2021.

Elaborado por: Mejía, 2022.

# Muestra	Asfaltenos, %	Fecha de Muestreo, [mes-año]
343	16,28%	feb-2021
344	19,17%	feb-2021

352	16,69%	feb-2021
484	0,62%	jun-2021
485	15,63%	jun-2021
494	15,23%	jun-2021
515	16,28%	ago-2021
516	19,17%	ago-2021
524	16,69%	ago-2021

En la Figura 3.15 se representa el histograma de grupos de porcentaje de asfaltenos sin considerar los valores atípicos de la variable. Se puede observar que la mayor frecuencia de valores de asfaltenos está entre 6,54% hasta 9,74%.

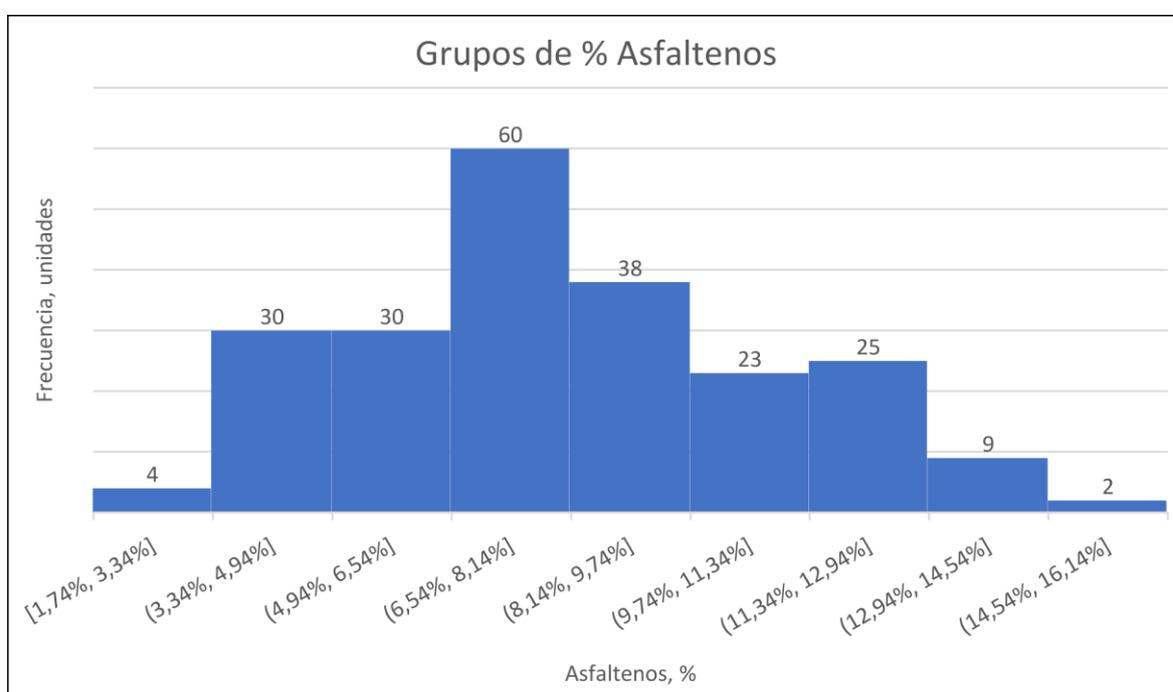


Figura 3.15 Grupos de Asfaltenos 2021.

Elaborado por: Mejía, 2022.

Para corroborar estos valores, la Tabla 3.13 presenta los valores de la Media, Moda y Desviación Estándar de la variable asfaltenos, concluyendo que el crudo de esta zona contiene asfaltenos entre $7,53\% \pm 2,75\%$.

Tabla 3.13 Medidas - Asfaltenos 2021.

Elaborado por: Mejía, 2022.

Medidas - Asfaltenos	
Media	7,53%
Moda	7,55%
Desviación Estándar	2,75%

El porcentaje de asfaltenos registrada en el informe de resultados por ensayos de laboratorio es de 8,4% \pm 1,12% [18], y se concluye que esta muestra de crudo pertenece a la zona sur del Campo ITT.

El análisis SARA se obtuvo de dos muestras de crudo de los pozos Tambococha-050 e Ishpingo-006H que pertenece al Pad B y Pad A del Campo, respectivamente. La Tabla 3.14 presenta los valores de saturados, aromáticos, Polar I y Polar II y de las muestras antes citadas. El método usado para la determinación de estos valores fue la IP 469 y ISO 4259.

Tabla 3.14 Análisis SARA zona sur del Campo ITT.

Fuente: EP Petroecuador

Análisis SARA - Tambococha-050		Análisis SARA - Ishpingo-006H	
Saturados	5,20%	Saturados	7,00%
Aromáticos	35,80%	Aromáticos	16,30%
Polares I	13,60%	Polares I	11,60%
Polares II	45,40%	Polares II	65,10%

Fecha del análisis: 6 Abr 2022 - 7 Abr 2022

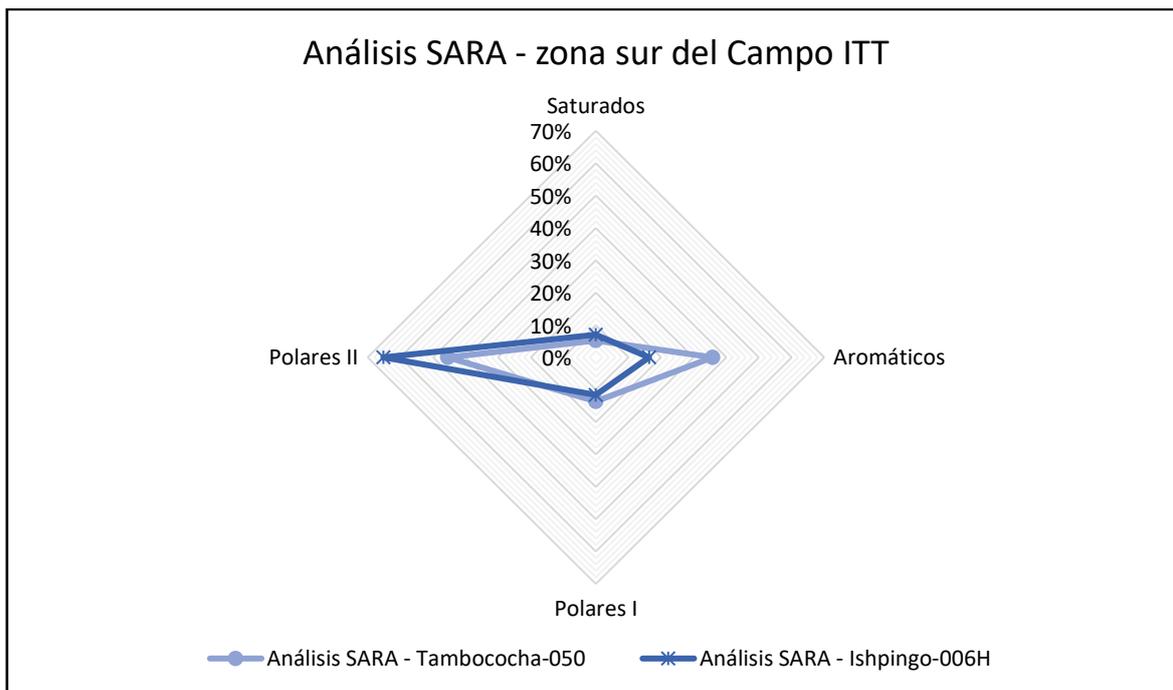


Figura 3.16 Análisis SARA - zona sur del Campo ITT.

Elaborado por: Mejía, 2022

La Figura 3.16 se puede observar que las fracciones saturados y Polares I son casi similares y las fracciones aromáticos y Polares II presentan mayor diferencia; lo que se sugiere que se trata de dos yacimientos con crudo provenientes de una misma roca generadora.

Para tener un mayor significado sobre la cantidad de asfaltenos establecido anteriormente, es necesario determinar la estabilidad de los asfaltenos en función de las fracciones del análisis SARA, puesto que las resinas están directamente relacionadas y evitan que se aglomeren causando la precipitación y depositación de los asfaltenos. Por tal motivo se dio origen al índice de inestabilidad coloidal (IIC) presentada por la Ecuación 3.5.

$$IIC = \frac{\text{Saturados} + \text{Polar II}}{\text{Aromáticos} + \text{Polar I}}$$

Ecuación 3.5 Índice de inestabilidad coloidal.

$$IIC - Tambococha = \frac{0,520 + 0,454}{0,358 + 0,136} = 1,02$$

Como el IIC es mayor que 0,9 significa que hay tendencia de precipitación de asfaltenos; es decir, que existe inestabilidad en la precipitación debido a un cambio de presión.

$$IIC - Ishpingo = \frac{0,070 + 0,651}{0,163 + 0,116} = 2,58$$

Ya que el IIC es mayor que 0,9 significa que hay tendencia de precipitación de asfaltenos; es decir, que existe mayor inestabilidad en la precipitación debido a un cambio de presión.

En la Tabla 3.15 se resumen los resultados de las propiedades fisicoquímicas analizadas de la zona sur del Campo ITT.

Tabla 3.15 Cuadro de resumen de resultados - zona sur del Campo ITT.

Elaborado por: Mejía, 2022.

Propiedad	Unidades	Resultado	Desviación	
Gravedad API @ 60 °F	°API	14,04	0,46	
Contenido de agua y sedimentos - BSW	%	91,80	6,48	
Punto de fluidez	°C	3,00	-	
Viscosidad cinemática @ 60 °F	cSt	29.536,74	-	
Presión de vapor Reid	kPa	-	-	
Punto de inflamación	°C	19,00	-	
Poder calórico bruto	MJ/kg	-	-	
Contenido de azufre	%P	0,02	0,01	
Contenido de cenizas	%P	0,11	-	
Contenido de asfaltenos	%P	7,53	2,75	
Análisis SARA - Tambococha- 050	Saturados	%	5,20	-
	Aromáticos	%	35,80	-
	Polar I	%	13,60	-
	Polar II	%	45,40	-
	IIC	%	1,02	-
Análisis SARA - Ishpingo-006H	Saturados	%	7,00	-
	Aromáticos	%	16,30	-
	Polar I	%	11,60	-
	Polar II	%	65,10	-
	IIC	%	2,58	-

Para tener una descripción detallada del Campo ITT, se ajustan los resultados de los análisis estadísticos descriptivos de la zona sur del Campo ITT con los resultados de la zona complementaria (es decir, de la zona norte del Campo ITT). Esto permite caracterizar el crudo a nivel de todo el campo. Los resultados de todo el campo se presentan en la Tabla 3.16.

Tabla 3.16 Cuadro de resumen de resultados del Campo ITT.

Elaborado por: Mejía, 2022.

Propiedad	Unidades	Resultado zona sur	Resultado zona norte
Gravedad API @ 60 °F	°API	14,04	13,93
Contenido de agua y sedimentos - BSW	%	91,80	91,00
Punto de fluidez	°C	3,00	3,00
Viscosidad cinemática @ 60 °F	cSt	29.536,74	26.951,14
Presión de vapor Reid	kPa	-	-
Punto de inflamación	°C	19,00	4,00
Poder calórico bruto	MJ/kg	-	-
Contenido de azufre	%P	0,02	0,04
Contenido de cenizas	%P	0,11	0,08
Contenido de asfaltenos	%P	7,53	7,71
Saturados	%	5,20	5,40
Aromáticos	%	35,80	30,10
Polar I	%	13,60	13,30
Polar II	%	45,40	46,20
IIC	%	1,02	-
Saturados	%	7,00	5,40
Aromáticos	%	16,30	30,10
Polar I	%	11,60	13,30
Polar II	%	65,10	46,20
IIC	%	2,58	-

Para determinar el método de recuperación se emplean los criterios para elegir el método de recuperación elaborado por Hong [19, p. 518]. En el Anexo VIII se pueden observar los detalles para los criterios de cada uno de los métodos de recuperación.

En la Tabla 3.17 se presentan los resultados del método de recuperación en base a los resultados de la zona sur del Campo ITT antes analizados. Como se puede observar, el método de recuperación de crudo pesado óptimo para las condiciones a las que se encuentra el Campo ITT es por Procesos Térmicos – Inyección de vapor con un 64% de ajuste con respecto a los criterios de Hong.

Como segunda opción está el método de recuperación por Procesos Térmicos – Combustión IN-SITU con un 55% de ajuste según los criterios de Hong.

Tabla 3.17 Resultados del método de recuperación - Campo ITT.

Elaborado por: Mejía, 2022.

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	13,58 - 14,5	✓	✓	⚠	⚠	✓	✗
Viscosidad dinámica	cP	28.716,84	✗	✗	✗	✗	✗	✗
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%

3.2 Conclusiones

- La actualización de información de las propiedades físicas, químicas y reológicas del crudo son necesarias para mejorar los métodos de extracción, transporte y almacenamiento. Dentro de la comercialización de crudo, el precio sostiene un gran vínculo con la calidad del crudo.
- La gravedad API del crudo de la zona sur del Campo ITT es de $14,04 \text{ }^\circ\text{API} \pm 0,46 \text{ }^\circ\text{API}$, categorizándose como un crudo pesado y proporcionando valor para un posterior análisis de transporte. El conocimiento constante de la gravedad API del crudo es primordial para la cotización de este.
- Durante la fase de extracción del crudo, éste viene acompañado agua y sedimentos cuya cantidad depende de la edad del yacimiento. La cantidad de agua y sedimentos que tiene el crudo de la zona sur del Campo ITT es de $91,80\% \text{ de BSW} \pm 6,48\% \text{ de BSW}$. Esta información es necesaria para mejorar la calidad del crudo, lo cual mejoraría su comercialización, mediante métodos de deshidratación correctos.
- El punto de fluidez del crudo de la zona sur del Campo ITT es de $3 \text{ }^\circ\text{C}$ ($37,4 \text{ }^\circ\text{F}$). Este valor, con información de la viscosidad del crudo, es primordial para un posterior análisis de transporte y bombeo.
- El resultado de la viscosidad cinemática obtenido a $60 \text{ }^\circ\text{F}$ es $29.536,74 \text{ cSt}$ ($295,4 \text{ cm}^2/\text{s}$), lo cual se considera como un crudo muy viscoso. La magnitud de la viscosidad está vinculada con la composición química del crudo y de la temperatura; es decir, el crudo de la zona sur del Campo ITT tiene bajas fracciones ligeras.
- El punto de inflamación del crudo de la zona sur del Campo ITT permite detectar impurezas o materiales anómalos durante su transporte. El resultado de esta propiedad es de $19 \text{ }^\circ\text{C}$ ($66,2 \text{ }^\circ\text{F}$).
- Analizando el contenido de cenizas en el crudo de la zona sur del Campo ITT, se llega a determinar un valor de $0,11\%$ en peso. Dentro de la industria, siendo un valor bajo, no presentará problemas después de la combustión y no afectará a los equipos de operación y no se localizarán taponamientos.
- Debido a los diferentes casos que se presentaron para la determinación de la cantidad de azufre, se eligió el caso con mayor cantidad de azufre en sus

muestras, siendo el caso de Tambococha Pad A. Para la cantidad de azufre presente, el crudo de la zona sur del Campo ITT se encuentra dentro del grupo de los crudos pesados dulces, presenta un porcentaje de azufre que no supera los 0,026% en peso.

- Para el crudo pesado de la zona sur del Campo ITT, conocer el porcentaje de asfaltenos que se pueden obtener es importante a ser considerado dentro de la producción, transporte y refinación. Los resultados fueron variados dentro de estos 4 años, y se escogió la información referente al año más actual. Concluyéndose que el crudo de esta zona contiene asfaltenos entre 7,53% \pm 2,75%.
- Las fracciones saturados y Polares I y II del análisis SARA presentan claras similitudes entre los campos Tambococha e Ishpingo; lo que se sugiere que se trata de dos yacimientos con crudo provenientes de una misma roca generadora.
- Las propiedades Presión de vapor Reid y Poder calórico bruto no entraron en el análisis para describir el crudo, debido a la falta de datos y que EP Petroecuador no realiza un registro constante de estas propiedades.
- Según los análisis de las propiedades físicas, químicas y reológicas, y que el crudo es considerado pesado, el método de recuperación más recomendado y óptimo mediante procesos térmicos inyectando vapor al yacimiento, con un 64% de afinidad. Como segunda opción de recuperación de crudo pesado de la zona sur del Campo ITT es por procesos térmicos, realizando combustión IN-SITU en la formación productora, con un 55% de afinidad.
- Se concluye que el resultado de una muestra que se usó para comparar con los resultados del análisis realizado no pertenece a la zona sur del Campo ITT, ya que, los valores difieren mucho de los resultados de cada propiedad y coincidía con los valores atípicos. Se puede considerar que la muestra fue una combinación entre diferentes crudos de otros campos.
- A nivel general del Campo ITT, se puede encontrar crudo pesado con una alta producción de agua asociada. La viscosidad aumenta levemente de norte a sur a condiciones estándar, pero con un mismo punto de fluidez. Se puede considerar que el crudo del Campo ITT es “dulce” y su punto de inflamación aumenta de norte a sur. Y lo más relevante es el gran porcentaje de asfaltenos que presenta en el norte y va en aumento hacia el sur.

3.3 Recomendaciones

- Sería de gran utilidad para la Escuela Politécnica Nacional contar con los equipos necesarios para realizar los análisis de las propiedades físicas, químicas y reológicas de un crudo, tanto pesado como liviano. Con ello se optimizaría el uso de equipos y se incentivaría las prácticas de laboratorio.
- La determinación de las propiedades Presión de vapor Reid y Poder calórico bruto son ensayos que deben de realizarse, para aportar información durante su refinación.
- La caracterización de crudo se debe realizar con muestras recién obtenidas durante su producción y a condiciones normales, para mejorar los resultados. Ya que, el cambio de condiciones hace que se alteren las propiedades reales del crudo.
- Para evitar la evaporización de fracciones ligeras presentes en las muestras de crudo, se recomiendan que se almacenen en lugares con refrigeración o evitar que sufran cambios bruscos de temperatura.
- Realizar cromatografías de alta resolución para más pozos del Campo ITT, aportando mejores resultados en las fracciones moleculares del crudo y contribuir con fundamentos a futuras investigaciones que busquen optimizar el método de extracción.

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. [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. [Último acceso: 15 06 2022].
- [15] A. International, «Standard Test Methods 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,» de *Diseño conceptual de una unidad topping como alternativa para la obtención de diésel en el bloque 43 (ITT)*. [Tesis de grado], Quito, 2020, pp. 114-117.
- [19] K. C. HONG, Steamflood reservoir management: thermal enhanced oil recovery, Tulsa, Oklahoma: Pennwell Corp, 1994.

5 ANEXOS

ANEXO I. Caracterización de crudo de Tambococha - Bloque 43



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



INFORME DE RESULTADOS ÁREA DE PETRÓLEOS

Informe N°: 22-178.2
Fecha de emisión: 2022-08-19

Cliente*: KEVYN RUBEN GARZÓN ANCHAPANTA
Contacto*: Sr. Kevyn Garzón
Dirección*: Yaruquí
Teléfono*: 0987635553 **Correo-e*:** kevyn.g14@hotmail.com
Tipo de muestra*: CRUDO PESADO
Descripción de la muestra*: TMB ENTRADA BLOQUE 43I IT
Condiciones de la Muestra: Muestra en envase plástico, sin refrigeración
Fecha de ingreso de muestra: 2022-08-09
Código de la muestra: 22-178.2
Fecha de realización de ensayos: 2022-08-10 al 2022-08-18
Lugar donde se realizaron los ensayos: Laboratorio DPEC – Área de Petróleos

DETERMINACIÓN	UNIDAD	MÉTODO / TÉCNICA	RESULTADO	INCERTIDUMBRE (k=2)
CENIZAS*	%P	ASTM D-482 (Gravimetría)	0,11	-
PUNTO DE ESCURRIMIENTO*	°C	ASTM D-97 (crioscopia)	3	-
PUNTO DE INFLAMACIÓN*	°C	ASTM D-56 (Copa TAG)	19	-

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/ABO
Elaborado por: WRT

Revisado por:

Ing. Richard Herrera V.
RESPONSABLE TÉCNICO

Aprobado por:

Ing. Fernanda Toasa L.
RESPONSABLE DE CALIDAD

ADVERTENCIA: EL USUARIO DEBE EXIGIR EL ORIGINAL DEL INFORME COMPLETO O SOLICITAR UNA COPIA CONTROLADA DEL MISMO.
EL DPEC NO SE RESPONSABILIZA POR LA REPRODUCCIÓN PARCIAL DE ESTE INFORME

Dirección: Enrique Ríber s/n y Bolívar

Teléfono: 2904794 / 2544631 ext. 26
QUITO - ECUADOR

E-mail: ig.secretaria.dpec@ucc.edu.ec

MC2201-P01-8

Hoja 2 de 2

ANEXO II. Datos de gravedad API.

# Muestra	Gravedad API, °API	Gravedad Específica, [adimensional]	Fecha de Muestreo, [dd-mm-aaaa]
1	11,1	0,992	02-jul-2022
2	14,0	0,973	30-jun-2022
3	12,9	0,980	29-jun-2022
4	12,3	0,984	25-jun-2022
5	14,5	0,969	16-jun-2022
6	14,0	0,973	16-jun-2022
7	12,4	0,983	08-jun-2022
8	10,0	1,000	07-jun-2022
9	12,3	0,984	04-jun-2022
10	13,9	0,973	25-abr-2022
11	14,0	0,973	25-abr-2022
12	14,0	0,973	25-abr-2022
13	13,7	0,975	25-abr-2022
14	13,8	0,974	25-abr-2022
15	13,7	0,975	29-mar-2022
16	13,7	0,975	29-mar-2022
17	14,0	0,973	29-mar-2022
18	13,5	0,976	17-mar-2022
19	12,5	0,983	28-feb-2022
20	14,9	0,967	12-oct-2021
21	14,1	0,972	24-sep-2021
22	14,0	0,973	15-jul-2021
23	13,9	0,973	15-jul-2021
24	13,8	0,974	14-jul-2021
25	14,2	0,971	14-jul-2021
26	14,0	0,973	14-jul-2021
27	14,4	0,970	13-jul-2021
28	14,0	0,973	01-jul-2021
29	14,4	0,970	01-jul-2021
30	13,4	0,977	01-jul-2021
31	15,6	0,962	01-jul-2021
32	14,5	0,969	22-jun-2021

33	13,8	0,974	31-may-2021
34	13,7	0,975	31-may-2021
35	13,8	0,974	31-may-2021
36	14,1	0,972	31-may-2021
37	14,3	0,971	31-may-2021
38	15,2	0,965	23-may-2021
39	14,8	0,967	23-may-2021
40	14,2	0,971	26-abr-2021
41	13,5	0,976	22-abr-2021
42	13,9	0,973	22-abr-2021
43	14,0	0,973	22-abr-2021
44	14,1	0,972	21-abr-2021
45	12,8	0,981	21-abr-2021
46	14,4	0,970	21-abr-2021
47	14,7	0,968	03-dic-2020
48	14,4	0,970	27-nov-2020
49	13,9	0,973	18-nov-2020
50	14,1	0,972	18-nov-2020
51	14,2	0,971	22-oct-2020
52	14,1	0,972	10-oct-2020
53	15,0	0,966	19-ago-2020
54	14,6	0,969	05-jul-2020
55	14,1	0,972	22-mar-2020
56	14,1	0,972	14-feb-2020
57	13,6	0,975	13-feb-2020
58	14,4	0,970	12-feb-2020
59	13,4	0,977	06-feb-2020
60	13,2	0,978	06-feb-2020
61	13,7	0,975	06-feb-2020
62	14,4	0,970	15-ene-2020
63	14,3	0,971	15-ene-2020
64	14,2	0,971	14-ene-2020
65	14,2	0,971	14-ene-2020

Fuente: EP Petroecuador.

ANEXO III. Datos de contenido de agua y sedimentos - BSW.

# Muestra	BSW, %	# Muestra	BSW, %	# Muestra	BSW, %
1	98	31	96	61	21
2	97	32	94	62	90
3	97	33	98	63	86
4	89	34	56	64	82
5	77	35	96	65	84
6	98	36	94	66	98
7	98	37	98	67	89
8	93	38	92	68	91
9	98	39	98	69	98
10	91	40	98	70	98
11	96	41	92	71	96
12	83	42	94	72	95
13	98	43	81	73	92
14	97	44	95	74	80
15	97	45	76	75	89
16	78	46	91	76	24
17	84	47	97	77	75
18	84	48	88	78	90
19	91	49	96	79	90
20	93	50	97		
21	61	51	92		
22	98	52	98		
23	96	53	92		
24	74	54	98		
25	95	55	64		
26	92	56	91		
27	98	57	67		
28	98	58	95		
29	85	59	93		
30	96	60	97		

Fuente: EP Petroecuador.

ANEXO IV. Viscosidad cinemática de Tambococha 2021-2022.

Temperatura, °F	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5	Muestra 6
	Viscosidad, cm ² /s					
60,0	364,44	320,44	292,70	360,66	268,00	298,92
68,0	207,11	188,66	171,27	205,59	159,40	178,01
86,0	66,47	64,70	58,12	66,36	55,79	62,38
104,0	25,05	25,66	22,89	25,12	22,52	25,17
122,0	10,79	11,50	10,21	10,86	10,24	11,43
140,0	5,20	5,71	5,06	5,24	5,15	5,74
158,0	2,75	3,09	2,74	2,78	2,82	3,13
176,0	1,58	1,80	1,60	1,60	1,66	1,84
194,0	0,97	1,12	0,99	0,98	1,04	1,15
212,0	0,63	0,73	0,65	0,64	0,68	0,75
220,0	0,53	0,62	0,55	0,53	0,58	0,63

Temperatura, °F	Muestra 7	Muestra 8	Muestra 9	Muestra 10	Muestra 11	Muestra 12
	Viscosidad, cm ² /s					
60,0	318,30	338,18	361,40	234,49	193,44	193,44
68,0	188,46	204,32	213,17	154,58	128,56	128,56
86,0	65,31	73,48	73,28	65,71	55,56	55,56
104,0	26,11	30,20	29,08	30,87	26,49	26,49
122,0	11,77	13,89	13,02	15,80	13,73	13,73
140,0	5,87	7,03	6,45	8,70	7,65	7,65
158,0	3,19	3,86	3,48	5,11	4,54	4,54
176,0	1,86	2,27	2,02	3,17	2,84	2,84
194,0	1,16	1,42	1,25	2,06	1,86	1,86
212,0	0,76	0,93	0,82	1,40	1,27	1,27
220,0	0,64	0,78	0,69	1,19	1,09	1,09

Fuente: EP Petroecuador.

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

	1	2	3
Viscosidad (cSt) =	51076,93	15601,05	91902,03
T (°F) =	68	86,00	60

fi + 0.7 =	51077,63	15601,75	91902,73271	0,7	91902,03	fi + 0.7 =	51077,63	15601,75	91902,73	0,7	91902,03	fi + 0.7 =	51077,63	15601,75	298,3724	0,7	297,6724
log Z =	4,708230738	4,193173315	4,963328425	-0,15490196		log Z =	4,708231	4,193173	4,963328	-0,1549		log Z =	4,708231	4,193173	2,474759	-0,1549	
log log Z =	0,672857738	0,622542813	0,695773014	#¡NUM!		log log Z =	0,672858	0,622543	0,695773	#¡NUM!		log log Z =	0,672858	0,622543	0,393533	#¡NUM!	
log T =	2,722633923	2,737192643	2,716003344	#¡NUM!		log T =	2,722634	2,737193	2,716003	#¡NUM!		log T =	2,722634	2,737193	2,803457	#¡NUM!	
B =	3,455999184	3,455999184	A =	10,0822784		B =	3,455999	3,455999	A =	10,08228		B =	3,455999	3,455999	A =	10,08228	
fi+ 0.7+C =	51077,63	15601,75	91902,73271	0,7	91902,03	fi + 0.7 =	51077,63	15601,75	51077,63	0,7	51076,93	fi + 0.7 =	51077,63	15601,75	176,6898	0,7	175,9898
log Z =	4,708230738	4,193173315	4,963328425	-0,15490196		log Z =	4,708231	4,193173	4,708231	-0,1549		log Z =	4,708231	4,193173	2,247212	-0,1549	
log log Z =	0,672857738	0,622542813	0,695773014	#¡NUM!		log log Z =	0,672858	0,622543	0,672858	#¡NUM!		log log Z =	0,672858	0,622543	0,351644	#¡NUM!	
log T =	2,722633923	2,737192643	2,716003344	#¡NUM!		log T =	2,722634	2,737193	2,722634	#¡NUM!		log T =	2,722634	2,737193	2,815578	#¡NUM!	
B =	3,455999184		A =	10,0822784		B =	3,455999	3,455999	A =	10,08228		B =	3,455999	3,455999	A =	10,08228	
fi+ 0.7+C -D =	51077,63	15601,75	91902,73271	0,7	91902,03	fi + 0.7 =	51077,63	15601,75	15601,75	0,7	15601,05	fi + 0.7 =	51077,63	15601,75	111,1573	0,7	110,4573
log Z =	4,708230738	4,193173315	4,963328425	-0,15490196		log Z =	4,708231	4,193173	4,193173	-0,1549		log Z =	4,708231	4,193173	2,045938	-0,1549	
log log Z =	0,672857738	0,622542813	0,695773014	#¡NUM!		log log Z =	0,672858	0,622543	0,622543	#¡NUM!		log log Z =	0,672858	0,622543	0,310892	#¡NUM!	
log T =	2,722633923	2,737192643	2,716003344	#¡NUM!		log T =	2,722634	2,737193	2,737193	#¡NUM!		log T =	2,722634	2,737193	2,827369	#¡NUM!	
B =	3,455999184		A =	10,0822784		B =	3,455999	#¡DIV/0!	A =	10,08228		B =	3,455999	3,455999	A =	10,08228	
fi+ 0.7+C-D+E =	51077,63	15601,75	91902,73271	0,7	91902,03	fi + 0.7 =	51077,63	15601,75	5604,303	0,7	5603,603	fi + 0.7 =	51077,63	15601,75	92,03382	0,7	91,33382
log Z =	4,708230738	4,193173315	4,963328425	-0,15490196		log Z =	4,708231	4,193173	3,748522	-0,1549		log Z =	4,708231	4,193173	1,963947	-0,1549	
log log Z =	0,672857738	0,622542813	0,695773014	#¡NUM!		log log Z =	0,672858	0,622543	0,57386	#¡NUM!		log log Z =	0,672858	0,622543	0,29313	#¡NUM!	
log T =	2,722633923	2,737192643	2,716003344	#¡NUM!		log T =	2,722634	2,737193	2,751279	#¡NUM!		log T =	2,722634	2,737193	2,832509	#¡NUM!	
B =	3,455999184		A =	10,0822784		B =	3,455999	3,455999	A =	10,08228		B =	3,455999	3,455999	A =	10,08228	
fi+ 0.7+C-D+E-F =	51077,63	15601,75	91902,73271	0,7	91902,03	fi + 0.7 =	51077,63	15601,75	2305,921	0,7	2305,221	fi + 0.7 =	51077,63	15601,75	22719,56	0,7	22718,86
log Z =	4,708230738	4,193173315	4,963328425	-0,15490196		log Z =	4,708231	4,193173	3,362844	-0,1549		log Z =	4,708231	4,193173	4,3564	-0,1549	
log log Z =	0,672857738	0,622542813	0,695773014	#¡NUM!		log log Z =	0,672858	0,622543	0,526707	#¡NUM!		log log Z =	0,672858	0,622543	0,639128	#¡NUM!	
log T =	2,722633923	2,737192643	2,716003344	#¡NUM!		log T =	2,722634	2,737193	2,764923	#¡NUM!		log T =	2,722634	2,737193	2,732394	#¡NUM!	
B =	3,455999184		A =	10,0822784		B =	3,455999	3,455999	A =	10,08228		B =	3,455999	3,455999	A =	10,08228	
fi+ 0.7+C-D+E-F+G =	51077,63	15601,75	91902,73271	0,7	91902,03	fi + 0.7 =	51077,63	15601,75	1063,758	0,7	1063,058	fi + 0.7 =	51077,63	15601,75	540,6355	0,7	539,9355
log Z =	4,708230738	4,193173315	4,963328425	-0,15490196		log Z =	4,708231	4,193173	3,026843	-0,1549		log Z =	4,708231	4,193173	2,732905	-0,1549	
log log Z =	0,672857738	0,622542813	0,695773014	#¡NUM!		log log Z =	0,672858	0,622543	0,48099	#¡NUM!		log log Z =	0,672858	0,622543	0,436624	#¡NUM!	
log T =	2,722633923	2,737192643	2,716003344	#¡NUM!		log T =	2,722634	2,737193	2,778151	#¡NUM!		log T =	2,722634	2,737193	2,790988	#¡NUM!	
B =	3,455999184		A =	10,0822784		B =	3,455999	3,455999	A =	10,08228		B =	3,455999	3,455999	A =	10,08228	
fi+ 0.7+C-D+E-F+G-H =	51077,63	15601,75	91902,73271	0,7	91902,03	fi + 0.7 =	51077,63	15601,75	540,6355	0,7	539,9355	fi + 0.7 =	51077,63	15601,75	540,6355	0,7	539,9355
log Z =	4,708230738	4,193173315	4,963328425	-0,15490196		log Z =	4,708231	4,193173	2,732905	-0,1549		log Z =	4,708231	4,193173	2,732905	-0,1549	
log log Z =	0,672857738	0,622542813	0,695773014	#¡NUM!		log log Z =	0,672858	0,622543	0,436624	#¡NUM!		log log Z =	0,672858	0,622543	0,436624	#¡NUM!	
log T =	2,722633923	2,737192643	2,716003344	#¡NUM!		log T =	2,722634	2,737193	2,790988	#¡NUM!		log T =	2,722634	2,737193	2,790988	#¡NUM!	
B =	3,455999184		A =	10,0822784		B =	3,455999	3,455999	A =	10,08228		B =	3,455999	3,455999	A =	10,08228	

ANEXO VI. Cantidad de Azufre 2019-2022

# Muestra	TMBA - Azufre, %	TMBB - Azufre, %	TMBD - Azufre, %	TMBE - Azufre, %
1	0,020	0,030	0,012	0,010
2	0,021	0,023	0,023	0,022
3	0,022	0,022	0,021	0,020
4	0,035	0,042	0,023	0,040
5	0,038	0,040	0,020	0,043
6	0,038	0,040	0,020	0,043
7	0,025	0,030	0,022	0,041
8	0,023	0,028	0,021	0,040
9	0,020	0,030	0,020	0,040
10	0,038	0,030	0,025	0,038
11	0,036	0,028	0,024	0,042
12	0,032	0,032	0,026	0,040
13	0,041	0,020	0,035	0,024
14	0,039	0,019	0,032	0,026
15	0,030	0,020	0,015	0,025
16	0,042	0,015	0,016	0,023
17	0,030	0,010	0,020	0,023
18	0,025	0,021	0,017	0,018
19	0,030	0,020	0,015	0,020
20	0,030	0,019	0,018	0,020
21	0,026	0,009	0,010	0,010
22	0,016	0,010	0,012	0,016
23	0,015	0,008	0,012	0,014
24	0,018	0,009	0,008	0,011
25	0,012	0,008	0,010	0,010
26	0,028	0,010	0,008	0,020
27	0,015	0,010	0,011	0,015
28	0,011	0,006	0,010	0,012
29	0,040	0,012	0,016	0,024
30	0,034	0,005	0,013	0,018
31	0,020	0,008	0,006	0,010
32	0,045	0,005	0,020	0,010

33	0,048	0,004	0,020	0,009
34	0,050	0,004	0,010	0,008
35	0,020	0,004	0,007	0,008
36	0,022	0,003	0,006	0,014
37	0,025	0,001	0,008	0,010
38	0,038	0,002	0,012	0,015
39	0,020	0,002	0,009	0,010
40	0,025	0,002	0,010	0,009
41	0,024	0,002	0,021	0,010
42	0,055	0,002	0,008	0,009
43	0,020	0,002	0,008	0,008
44	0,035	0,002	0,008	0,008
45	0,030	0,001	0,009	0,008
46	0,032	0,003	0,020	0,018
47	0,040	0,003	0,005	0,008
48	0,030	0,002	0,006	0,008
49	0,038	0,002	0,009	0,015
50	0,016	0,009	0,008	0,016
51	0,018	0,002	0,012	0,008
52	0,020	0,002	0,008	0,008
53	0,015	0,002	0,010	0,007
54	0,030	0,002	0,009	0,012
55	0,019	0,002	0,008	0,010
56	0,018	0,001	0,008	0,007
57	0,026	0,001	0,009	0,020
58	0,020	0,002	0,007	0,013
59	0,035	0,002	0,012	0,010
60	0,030	0,002	0,010	0,009
61	0,035	0,002	0,013	0,012
62	0,050	0,001	0,014	0,010
63	0,020	0,001	0,016	0,015
64	0,012	0,002	0,013	0,009
65	0,022	0,001	0,012	0,017
66	0,018	0,001	0,019	0,009
67	0,018	0,002	0,016	0,008
68	0,018	0,001	0,014	0,007

69	0,016	0,001	0,011	0,014
70	0,025	0,001	0,007	0,005
71	0,006	0,001	0,002	0,007
72	0,008	0,002	0,010	0,008
73	0,010	0,001	0,004	0,015
74	0,012	0,002	0,009	0,016
75	0,006	0,001	0,010	0,015
76	0,011	0,001	0,016	0,005
77	0,018	0,001	0,017	0,003
78	0,020	0,001	0,017	0,004
79	0,015	0,001	0,003	0,006
80	0,026	0,001	0,003	0,010
81	0,028	0,001	0,002	0,009
82	0,027	0,001	0,002	0,003
83	0,014	0,001	0,006	0,003
84	0,008	0,001	0,002	0,006
85	0,006	0,003	0,007	0,005
86	0,018	0,004	0,006	0,007
87	0,016	0,004	0,007	0,007
88	0,008	0,003	0,005	0,008
89	0,007	0,003	0,016	0,005
90	0,013	0,003	0,012	0,005
91	0,030	0,003	0,015	0,005
92	0,020	0,003	0,010	0,004
93	0,035	0,004	0,007	0,005
94	0,030	0,003	0,007	0,005
95	0,035	0,003	0,006	0,003
96	0,025	0,003	0,006	0,004
97	0,023	0,003	0,005	0,003
98	0,025	0,003	0,006	0,002
99	0,027	0,003	0,005	0,003
100	0,027	0,003	0,007	0,003
101	0,025	0,003	0,012	0,001
102	0,020	0,003	0,008	0,003
103	0,020	0,003	0,008	0,004
104	0,014	0,001	0,006	0,005

105	0,015	0,004	0,010	0,005
106	0,015	0,005	0,010	0,005
107	0,020	0,006	0,012	0,004
108	0,010	0,005	0,010	0,006
109	0,010	0,005	0,011	0,006
110	0,012	0,005	0,012	0,008
111	0,014	0,006	0,010	0,005
112	0,013	0,005	0,010	0,006
113	0,015	0,008	0,015	0,006
114	0,015	0,005	0,010	0,007
115	0,014	0,006	0,008	0,008
116	0,015	0,006	0,008	0,008
117	0,012	0,006	0,008	0,005
118	0,015	0,008	0,010	0,006
119	0,010	0,008	0,010	0,008
120	0,010	0,005	0,010	
121	0,011	0,006	0,010	
122	0,013	0,008	0,010	
123	0,013	0,008	0,008	
124	0,011	0,008	0,008	
125	0,010	0,005	0,008	
126	0,010	0,006	0,007	
127	0,012	0,008	0,008	
128	0,012		0,008	
129	0,012		0,007	
130	0,010		0,007	
131	0,008		0,006	
132	0,009		0,006	
133	0,010		0,006	
134	0,010		0,007	
135	0,006		0,009	
136	0,006		0,009	
137	0,006		0,007	
138	0,006		0,008	
139	0,007		0,008	
140	0,007		0,007	

141	0,006	0,008
142	0,009	0,008
143	0,009	0,008
144	0,008	0,007
145	0,008	0,007
146	0,009	0,007
147	0,009	0,007
148	0,009	0,006
149	0,007	0,005
150	0,007	0,007
151	0,007	0,007
152	0,008	0,007
153	0,010	0,004
154	0,007	0,004
155	0,005	0,003
156	0,007	0,002
157	0,007	0,003
158	0,005	0,004
159	0,005	0,004
160	0,004	0,003
161	0,005	0,002
162	0,005	0,001
163	0,006	0,001
164	0,004	0,002
165	0,005	0,005
166	0,007	0,005
167	0,005	0,006
168	0,005	0,000
169		0,002
170		0,002
171		0,001
172		0,001
173		0,001
174		0,002

Fuente: EP Petroecuador

ANEXO VII. Porcentaje de Asfaltenos 2018-2021

# Muestra	Asfaltenos, %	Fecha de Muestreo, [mes-año]	# Muestra	Asfaltenos, %	Fecha de Muestreo, [mes-año]
1	21,92%	sep-2018	32	19,03%	nov-2018
2	24,06%	sep-2018	33	21,62%	nov-2018
3	14,12%	sep-2018	34	16,22%	nov-2018
4	16,18%	sep-2018	35	22,94%	nov-2018
5	21,67%	sep-2018	36	30,92%	ene-2019
6	9,10%	sep-2018	37	26,80%	ene-2019
7	16,51%	sep-2018	38	23,26%	ene-2019
8	16,34%	sep-2018	39	24,79%	ene-2019
9	10,04%	sep-2018	40	21,86%	ene-2019
10	22,75%	sep-2018	41	22,78%	ene-2019
11	20,16%	sep-2018	42	24,35%	ene-2019
12	10,89%	sep-2018	43	26,48%	ene-2019
13	12,00%	sep-2018	44	19,05%	ene-2019
14	19,70%	sep-2018	45	25,62%	ene-2019
15	16,94%	sep-2018	46	26,36%	ene-2019
16	12,37%	sep-2018	47	26,89%	ene-2019
17	31,24%	nov-2018	48	26,09%	ene-2019
18	21,33%	nov-2018	49	20,00%	ene-2019
19	23,50%	nov-2018	50	40,97%	ene-2019
20	23,17%	nov-2018	51	21,91%	ene-2019
21	21,88%	nov-2018	52	24,18%	ene-2019
22	22,78%	nov-2018	53	20,15%	ene-2019
23	21,80%	nov-2018	54	24,83%	ene-2019
24	18,75%	nov-2018	55	21,51%	ene-2019
25	18,93%	nov-2018	56	20,64%	ene-2019
26	20,00%	nov-2018	57	34,96%	ene-2019
27	22,34%	nov-2018	58	25,79%	ene-2019
28	25,42%	nov-2018	59	26,71%	ene-2019
29	20,04%	nov-2018	60	37,50%	ene-2019
30	23,10%	nov-2018	61	13,17%	ene-2019
31	19,05%	nov-2018	62	34,80%	ene-2019

# Muestra	Asfaltenos, %	Fecha de Muestreo, [mes- año]
63	23,53%	ene-2019
64	25,43%	feb-2019
65	20,67%	feb-2019
66	29,13%	feb-2019
67	27,10%	feb-2019
68	19,18%	feb-2019
69	27,19%	feb-2019
70	23,35%	feb-2019
71	23,36%	feb-2019
72	24,25%	feb-2019
73	25,75%	feb-2019
74	21,24%	feb-2019
75	18,26%	feb-2019
76	16,73%	mar-2019
77	22,26%	mar-2019
78	21,03%	mar-2019
79	22,63%	mar-2019
80	27,54%	mar-2019
81	20,29%	mar-2019
82	17,98%	mar-2019
83	18,53%	mar-2019
84	21,95%	mar-2019
85	19,90%	mar-2019
86	15,42%	mar-2019
87	18,69%	mar-2019
88	39,22%	mar-2019
89	18,19%	mar-2019
90	36,66%	mar-2019
91	23,41%	mar-2019
92	22,27%	mar-2019
93	21,07%	mar-2019

# Muestra	Asfaltenos, %	Fecha de Muestreo, [mes- año]
94	28,73%	mar-2019
95	18,49%	mar-2019
96	22,37%	mar-2019
97	27,95%	mar-2019
98	36,96%	mar-2019
99	37,49%	mar-2019
100	42,11%	mar-2019
101	38,39%	mar-2019
102	36,27%	mar-2019
103	35,05%	mar-2019
104	19,74%	mar-2019
105	44,79%	mar-2019
106	48,14%	abr-2019
107	36,38%	abr-2019
108	38,70%	abr-2019
109	38,18%	abr-2019
110	43,14%	abr-2019
111	22,70%	abr-2019
112	35,62%	abr-2019
113	40,40%	abr-2019
114	32,69%	abr-2019
115	21,22%	abr-2019
116	45,31%	abr-2019
117	48,03%	abr-2019
118	47,84%	abr-2019
119	35,96%	abr-2019
120	18,79%	abr-2019
121	43,34%	abr-2019
122	29,22%	abr-2019
123	59,86%	abr-2019
124	45,07%	abr-2019

# Muestra	Asfaltenos, %	Fecha de Muestreo, [mes- año]
125	47,02%	abr-2019
126	54,42%	abr-2019
127	42,95%	abr-2019
128	38,54%	abr-2019
129	59,44%	abr-2019
130	37,64%	abr-2019
131	19,95%	abr-2019
132	47,28%	abr-2019
133	57,62%	abr-2019
134	13,78%	may-2019
135	5,42%	may-2019
136	21,94%	may-2019
137	45,67%	may-2019
138	53,50%	may-2019
139	21,42%	may-2019
140	35,62%	may-2019
141	13,97%	may-2019
142	41,45%	may-2019
143	25,87%	may-2019
144	30,92%	may-2019
145	23,13%	may-2019
146	33,67%	may-2019
147	38,99%	may-2019
148	13,57%	may-2019
149	48,01%	may-2019
150	48,01%	may-2019
151	38,56%	may-2019
152	29,22%	may-2019
153	21,04%	may-2019
154	16,64%	may-2019
155	21,98%	may-2019

# Muestra	Asfaltenos, %	Fecha de Muestreo, [mes- año]
156	25,72%	may-2019
157	35,86%	may-2019
158	24,32%	may-2019
159	59,44%	may-2019
160	37,43%	may-2019
161	23,18%	may-2019
162	29,92%	may-2019
163	35,41%	may-2019
164	54,70%	may-2019
165	53,05%	may-2019
166	38,01%	jun-2019
167	31,17%	jun-2019
168	28,27%	jun-2019
169	29,95%	jun-2019
170	35,79%	jun-2019
171	24,39%	jun-2019
172	38,91%	jun-2019
173	36,79%	jun-2019
174	33,75%	jun-2019
175	35,37%	jul-2019
176	31,90%	jul-2019
177	38,91%	jul-2019
178	34,32%	jul-2019
179	36,13%	jul-2019
180	41,12%	jul-2019
181	40,78%	jul-2019
182	44,64%	jul-2019
183	49,81%	jul-2019
184	38,09%	jul-2019
185	31,15%	jul-2019
186	39,32%	jul-2019

# Muestra	Asfaltenos, %	Fecha de Muestreo, [mes- año]
187	36,79%	jul-2019
188	33,75%	jul-2019
189	25,39%	ago-2019
190	41,41%	ago-2019
191	37,04%	ago-2019
192	43,07%	ago-2019
193	35,14%	ago-2019
194	41,12%	ago-2019
195	28,96%	ago-2019
196	55,06%	ago-2019
197	39,78%	ago-2019
198	36,92%	ago-2019
199	56,63%	ago-2019
200	38,86%	ago-2019
201	31,15%	ago-2019
202	35,98%	ago-2019
203	58,20%	ago-2019
204	33,75%	ago-2019
205	24,70%	sep-2019
206	22,35%	sep-2019
207	28,61%	sep-2019
208	31,71%	sep-2019
209	32,30%	sep-2019
210	30,96%	sep-2019
211	28,74%	sep-2019
212	39,02%	sep-2019
213	24,85%	sep-2019
214	34,64%	sep-2019
215	30,84%	sep-2019
216	26,57%	sep-2019
217	31,15%	sep-2019

# Muestra	Asfaltenos, %	Fecha de Muestreo, [mes- año]
218	32,67%	sep-2019
219	33,33%	sep-2019
220	26,07%	sep-2019
221	24,56%	oct-2019
222	22,34%	oct-2019
223	28,61%	oct-2019
224	31,70%	oct-2019
225	32,37%	oct-2019
226	35,20%	oct-2019
227	23,00%	oct-2019
228	39,79%	oct-2019
229	23,85%	oct-2019
230	24,85%	oct-2019
231	34,64%	oct-2019
232	30,84%	oct-2019
233	35,17%	oct-2019
234	26,57%	oct-2019
235	31,15%	oct-2019
236	52,76%	oct-2019
237	32,67%	oct-2019
238	33,33%	oct-2019
239	26,07%	oct-2019
240	32,94%	nov-2019
241	26,38%	nov-2019
242	39,25%	nov-2019
243	44,89%	nov-2019
244	14,77%	nov-2019
245	22,26%	nov-2019
246	40,99%	nov-2019
247	40,00%	nov-2019
248	49,99%	nov-2019

# Muestra	Asfaltenos, %	Fecha de Muestreo, [mes- año]
249	31,02%	nov-2019
250	41,68%	nov-2019
251	47,24%	nov-2019
252	25,33%	nov-2019
253	77,19%	nov-2019
254	54,48%	nov-2019
255	14,10%	nov-2019
256	27,45%	nov-2019
257	29,44%	nov-2019
258	22,21%	nov-2019
259	6,77%	ago-2020
260	9,34%	ago-2020
261	8,38%	ago-2020
262	15,05%	ago-2020
263	19,17%	ago-2020
264	11,06%	ago-2020
265	7,36%	ago-2020
266	13,73%	ago-2020
267	11,74%	ago-2020
268	6,69%	ago-2020
269	14,60%	ago-2020
270	16,91%	ago-2020
271	11,77%	ago-2020
272	8,24%	ago-2020
273	13,22%	ago-2020
274	11,91%	ago-2020
275	11,81%	ago-2020
276	9,18%	ago-2020
277	6,65%	ago-2020
278	5,97%	ago-2020
279	11,67%	ago-2020

# Muestra	Asfaltenos, %	Fecha de Muestreo, [mes- año]
280	7,91%	ago-2020
281	3,58%	ago-2020
282	5,55%	ago-2020
283	4,12%	ago-2020
284	2,81%	ago-2020
285	6,10%	ago-2020
286	3,96%	ago-2020
287	12,10%	ago-2020
288	5,74%	ago-2020
289	5,89%	ago-2020
290	4,10%	ago-2020
291	3,99%	ago-2020
292	4,37%	ago-2020
293	7,27%	ago-2020
294	8,74%	ago-2020
295	4,81%	ago-2020
296	6,41%	ago-2020
297	17,44%	ago-2020
298	6,61%	ago-2020
299	6,76%	ago-2020
300	7,07%	ago-2020
301	6,96%	ago-2020
302	6,93%	ago-2020
303	7,75%	ago-2020
304	6,72%	ago-2020
305	7,97%	ago-2020
306	6,54%	sep-2020
307	15,49%	sep-2020
308	19,61%	sep-2020
309	13,52%	sep-2020
310	11,67%	sep-2020

# Muestra	Asfaltenos, %	Fecha de Muestreo, [mes- año]
311	11,25%	sep-2020
312	10,71%	sep-2020
313	16,29%	sep-2020
314	10,00%	sep-2020
315	12,06%	sep-2020
316	10,95%	sep-2020
317	11,12%	sep-2020
318	11,31%	sep-2020
319	11,83%	sep-2020
320	19,42%	sep-2020
321	15,14%	dic-2020
322	11,65%	dic-2020
323	9,41%	dic-2020
324	7,81%	dic-2020
325	12,60%	dic-2020
326	9,01%	dic-2020
327	9,93%	dic-2020
328	9,36%	dic-2020
329	12,74%	dic-2020
330	9,99%	dic-2020
331	12,24%	dic-2020
332	12,12%	dic-2020
333	12,21%	dic-2020
334	13,96%	dic-2020
335	15,44%	dic-2020
336	12,12%	dic-2020
337	11,97%	dic-2020
338	11,65%	dic-2020
339	6,77%	feb-2021
340	9,66%	feb-2021
341	9,34%	feb-2021

# Muestra	Asfaltenos, %	Fecha de Muestreo, [mes- año]
342	8,59%	feb-2021
343	16,28%	feb-2021
344	19,17%	feb-2021
345	11,06%	feb-2021
346	7,44%	feb-2021
347	13,43%	feb-2021
348	11,73%	feb-2021
349	6,38%	feb-2021
350	11,72%	feb-2021
351	14,37%	feb-2021
352	16,69%	feb-2021
353	11,89%	feb-2021
354	8,77%	feb-2021
355	9,16%	feb-2021
356	13,04%	feb-2021
357	12,39%	feb-2021
358	11,93%	feb-2021
359	8,14%	feb-2021
360	7,25%	feb-2021
361	10,61%	feb-2021
362	9,76%	feb-2021
363	9,00%	feb-2021
364	3,59%	feb-2021
365	6,65%	feb-2021
366	12,35%	feb-2021
367	4,17%	feb-2021
368	3,69%	feb-2021
369	6,86%	feb-2021
370	6,09%	feb-2021
371	5,73%	feb-2021
372	6,88%	feb-2021

# Muestra	Asfaltenos, %	Fecha de Muestreo, [mes- año]
373	7,53%	feb-2021
374	6,24%	feb-2021
375	6,68%	feb-2021
376	6,52%	feb-2021
377	3,76%	feb-2021
378	4,70%	feb-2021
379	4,57%	feb-2021
380	4,81%	feb-2021
381	6,83%	feb-2021
382	6,78%	feb-2021
383	9,87%	feb-2021
384	7,55%	feb-2021
385	6,51%	feb-2021
386	9,23%	feb-2021
387	6,61%	feb-2021
388	6,46%	feb-2021
389	7,63%	feb-2021
390	7,32%	feb-2021
391	5,60%	feb-2021
392	7,49%	feb-2021
393	8,79%	feb-2021
394	6,61%	feb-2021
395	7,36%	abr-2021
396	13,73%	abr-2021
397	11,74%	abr-2021
398	6,69%	abr-2021
399	14,60%	abr-2021
400	10,80%	abr-2021
401	11,77%	abr-2021
402	8,24%	abr-2021
403	13,22%	abr-2021

# Muestra	Asfaltenos, %	Fecha de Muestreo, [mes- año]
404	11,91%	abr-2021
405	11,81%	abr-2021
406	9,18%	abr-2021
407	6,65%	abr-2021
408	5,97%	abr-2021
409	11,67%	abr-2021
410	7,91%	abr-2021
411	3,58%	abr-2021
412	5,55%	abr-2021
413	4,12%	abr-2021
414	2,81%	abr-2021
415	8,46%	abr-2021
416	8,87%	abr-2021
417	7,93%	abr-2021
418	9,66%	abr-2021
419	9,39%	abr-2021
420	7,98%	abr-2021
421	11,52%	abr-2021
422	8,33%	abr-2021
423	9,66%	abr-2021
424	8,46%	abr-2021
425	8,67%	abr-2021
426	9,94%	abr-2021
427	8,39%	abr-2021
428	11,89%	abr-2021
429	8,56%	abr-2021
430	11,06%	abr-2021
431	8,70%	abr-2021
432	4,06%	abr-2021
433	6,52%	abr-2021
434	3,76%	abr-2021

# Muestra	Asfaltenos, %	Fecha de Muestreo, [mes-año]
435	4,70%	abr-2021
436	4,57%	abr-2021
437	4,81%	abr-2021
438	6,83%	abr-2021
439	6,83%	abr-2021
440	6,78%	abr-2021
441	9,87%	abr-2021
442	7,55%	abr-2021
443	6,51%	abr-2021
444	9,23%	abr-2021
445	6,61%	abr-2021
446	6,46%	abr-2021
447	7,63%	abr-2021
448	7,32%	abr-2021
449	5,60%	abr-2021
450	7,49%	abr-2021
451	8,79%	abr-2021
452	6,61%	abr-2021
453	11,27%	jun-2021
454	9,98%	jun-2021
455	6,10%	jun-2021
456	6,77%	jun-2021
457	7,06%	jun-2021
458	7,03%	jun-2021
459	11,07%	jun-2021
460	4,35%	jun-2021
461	2,26%	jun-2021
462	12,52%	jun-2021
463	9,97%	jun-2021
464	7,59%	jun-2021
465	1,74%	jun-2021

# Muestra	Asfaltenos, %	Fecha de Muestreo, [mes-año]
466	5,61%	jun-2021
467	10,85%	jun-2021
468	6,89%	jun-2021
469	4,72%	jun-2021
470	4,75%	jun-2021
471	7,75%	jun-2021
472	2,72%	jun-2021
473	13,76%	jun-2021
474	10,72%	jun-2021
475	10,04%	jun-2021
476	11,56%	jun-2021
477	10,30%	jun-2021
478	11,08%	jun-2021
479	4,83%	jun-2021
480	6,30%	jun-2021
481	4,04%	jun-2021
482	10,62%	jun-2021
483	8,55%	jun-2021
484	0,62%	jun-2021
485	15,63%	jun-2021
486	7,56%	jun-2021
487	6,76%	jun-2021
488	5,28%	jun-2021
489	11,42%	jun-2021
490	9,77%	jun-2021
491	14,75%	jun-2021
492	6,90%	jun-2021
493	4,03%	jun-2021
494	15,23%	jun-2021
495	4,88%	jun-2021
496	5,53%	jun-2021

# Muestra	Asfaltenos, %	Fecha de Muestreo, [mes- año]
497	12,85%	jun-2021
498	8,81%	jun-2021
499	11,40%	jun-2021
500	5,01%	jun-2021
501	4,49%	jun-2021
502	3,89%	jun-2021
503	8,06%	jun-2021
504	8,57%	jun-2021
505	7,54%	jun-2021
506	7,58%	jun-2021
507	5,44%	jun-2021
508	6,59%	jun-2021
509	6,35%	jun-2021
510	8,88%	jun-2021
511	6,77%	ago-2021
512	9,66%	ago-2021
513	9,34%	ago-2021
514	8,59%	ago-2021
515	16,28%	ago-2021
516	19,17%	ago-2021
517	11,06%	ago-2021
518	7,44%	ago-2021
519	13,43%	ago-2021
520	11,73%	ago-2021
521	6,38%	ago-2021
522	11,72%	ago-2021
523	14,37%	ago-2021
524	16,69%	ago-2021
525	11,89%	ago-2021
526	8,77%	ago-2021
527	9,16%	ago-2021

# Muestra	Asfaltenos, %	Fecha de Muestreo, [mes- año]
528	13,04%	ago-2021
529	12,39%	ago-2021
530	11,93%	ago-2021
531	9,18%	ago-2021
532	8,14%	ago-2021
533	7,25%	ago-2021
534	10,61%	ago-2021
535	9,76%	ago-2021
536	9,00%	ago-2021
537	3,59%	ago-2021
538	6,65%	ago-2021
539	12,35%	ago-2021
540	4,17%	ago-2021
541	3,69%	ago-2021
542	6,86%	ago-2021
543	6,09%	ago-2021
544	5,73%	ago-2021
545	6,88%	ago-2021
546	7,53%	ago-2021
547	6,24%	ago-2021
548	6,68%	ago-2021
549	6,52%	ago-2021
550	3,76%	ago-2021
551	4,70%	ago-2021
552	4,57%	ago-2021
553	4,81%	ago-2021
554	6,83%	ago-2021
555	6,78%	ago-2021
556	9,87%	ago-2021
557	7,55%	ago-2021
558	6,51%	ago-2021

# Muestra	Asfaltenos, %	Fecha de Muestreo, [mes- año]
559	9,23%	ago-2021
560	6,61%	ago-2021
561	6,46%	ago-2021
562	7,63%	ago-2021
563	7,32%	ago-2021
564	5,60%	ago-2021
565	7,49%	ago-2021
566	8,79%	ago-2021
567	6,61%	ago-2021
568	11,74%	sep-2021

Fuente: EP Petroecuador.

ANEXO VIII. Criterios para elegir el método de recuperación. Hong, 2014

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