

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**CARACTERIZACIÓN FÍSICOQUÍMICA DEL CRUDO PESADO DEL
CAMPO PUNGARAYACU**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEOS
OPCIÓN: ARTÍCULO ACADÉMICO**

AUTOR: LEONARDO SIMÓN ALCÍVAR DUEÑAS

leonardo.alcivar@epn.edu.ec

TUTOR: JOHNNY ROBINSON ZAMBRANO CARRANZA, PhD.

johnny.zambrano@epn.edu.ec

QUITO, JULIO 2022

DECLARACIÓN

Yo, Leonardo Simón Alcívar Dueñas, declaro bajo juramento que el trabajo 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.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Leonardo Simón Alcívar Dueñas

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Leonardo Simón Alcívar Dueñas, bajo mi supervisión.

Johnny Robinson Zambrano Carranza, PhD.

Director del trabajo

AGRADECIMIENTO

A Dios, por su bondad y amor infinito, por permitirme sonreír ante todos mis logros que son únicamente resultado de su ayuda, por proveerme de sabiduría, salud y perseverancia para poder superar todas las pruebas que me trajeron hasta este punto y por darme una familia llena de amor, unidad y valores, indispensables para conseguir esta meta.

A mis amados padres, Kattia y Simón; pilares fundamentales en mi vida, por todo el sacrificio puesto para que yo pueda estudiar, por brindarme su amor y apoyo irrestricto durante toda mi formación personal y profesional, por motivarme constantemente para alcanzar mis anhelos. Es difícil describir en estas breves líneas la gratitud que siento por todo lo que han hecho por mí. Les debo todo, me enorgullece tenerlos como padres. Los amo con mi vida.

A mis amados hermanos, Renato y Fernando; por preocuparse siempre por mi bienestar, por ayudarme en todo lo que estuvo a su alcance y por motivarme siempre a ser mejor.

Al PhD. Johnny Zambrano, por la acertada orientación, soporte y discusión crítica que me permitieron llegar al culmen de este proyecto.

A los docentes del Departamento de Petróleos de la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos de la Escuela Politécnica Nacional, especialmente a los que colaboraron en mi formación de pregrado.

A mis amigos incondicionales, Emilia, Jairo y Eduardo, y a todos los compañeros y amigos que fueron parte del proceso de mi formación académica.

Leonardo Simón Alcívar Dueñas

DEDICATORIA

A la memoria de mi abuelita Adriana Espinoza Villagómez, sus enseñanzas, obras y valores los mantendré en mi corazón toda la vida.

A mis amados padres, este logro es para ustedes.

Leonardo Simón Alcívar Dueñas

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTO	IV
DEDICATORIA	V
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABLAS	X
ABSTRACT.....	XI
RESUMEN.....	XII
1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. METODOLOGÍA.....	3
2.1. GENERALIDADES DE LA CUENCA ORIENTE	3
2.1.1. Situación, Morfología y Deformación de la Cuenca Oriente.....	3
2.1.2. Características de los crudos de la Cuenca Oriente	5
2.2. CAMPO PUNGARAYACU	7
2.2.1. Breve reseña histórica.....	7
2.2.2. Características del campo.....	7
2.2.3. Yacimientos	9
2.3. CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO DE PUNGARAYACU	10
2.3.1. Definiciones de las propiedades fisicoquímicas.....	10
2.3.1.1. BSW.....	10
2.3.1.2. Gravedad API	10
2.3.1.3. Azufre	11
2.3.1.4. Punto de inflamación y combustión	12
2.3.1.5. Cenizas.....	12
2.3.1.6. Poder calórico bruto	13
2.3.1.7. Residuos Carbonosos	13
2.3.2. PROCEDIMIENTOS	15

2.3.2.1.	Procedimiento para determinar agua y sedimentos en crudo mediante centrifugación (ASTM D – 4007)	15
2.3.2.2.	Procedimiento para determinar el poder calórico bruto en el petróleo crudo (ASTM D – 240)	16
2.3.2.3.	Procedimiento para determinar la densidad API por el método del hidrómetro (ASTM D – 287)	17
2.3.2.4.	Procedimiento para determinar el contenido de azufre en el petróleo crudo (ASTM D – 4294)	18
2.3.2.5.	Procedimiento para determinar contenido de cenizas en el crudo (ASTM D – 482)	18
2.3.2.6.	Procedimiento para determinar residuos carbonosos en el petróleo crudo (ASTM D – 189)	20
2.3.2.7.	Procedimiento para determinar el tipo de crudo mediante el indicador de adsorción fluorescente (FIA) a temperaturas elevadas (Composición del crudo).....	22
2.3.2.8.	Procedimiento para determinar el punto de inflamación y combustión del petróleo crudo (ASTM D – 92).....	22
3.	CÁLCULOS Y RESULTADOS	24
3.1.	CÁLCULOS.....	24
3.1.1.	BSW.....	24
3.1.2.	Gravedad API	24
3.1.3.	Contenido azufre.....	25
3.1.4.	Cenizas.....	26
3.1.5.	Punto de Inflamación	27
3.1.6.	Punto de Combustión.....	28
3.1.7.	Residuos carbonosos (Carbón Conradson).....	28
3.1.8.	Poder calórico bruto	30
3.1.9.	Composición del crudo.....	30
3.2.	RESULTADOS.....	31
3.3.	DISCUSIÓN	33

4. TRATAMIENTOS PARA RECUPERACIÓN DEL CRUDO EXTRAPESADO DEL CAMPO PUNGARAYACU	35
5. FACILIDADES DE SUPERFICIE	37
6. CONCLUSIONES	39
7. RECOMENDACIONES	41
8. BIBLIOGRAFÍA.....	42

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de ubicación de la Cuenca Oriente.....	3
Figura 2. Mapa y sección estructural de la Cuenca Oriente con sus tres corredores estructurales-petrolíferos.	4
Figura 3. Ubicación campo Pungarayacu.....	8
Figura 4. Estación de Flujo.....	37

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Calidad de los crudos y contenido de azufre.....	6
Tabla 2. Coordenadas UTM del campo Pungarayacu	7
Tabla 3. Clasificación del petróleo según su gravedad API.	11
Tabla 4. Tiempos de monitoreo típicos para la determinación del contenido de azufre.	18
Tabla 5. Peso de la Muestra de Ensayo versus Cenizas.	20
Tabla 6. Datos de BSW	24
Tabla 7. Datos de gravedad API.....	25
Tabla 8. Datos de azufre	25
Tabla 9. Datos de cenizas	26
Tabla 10. Datos de punto de inflamación.....	27
Tabla 11. Datos de punto de combustión	28
Tabla 12. Datos de carbón Conradson	28
Tabla 13. Datos de poder calórico	30
Tabla 14. Datos de composición del crudo	30
Tabla 15. Resultados de la caracterización	31
Tabla 16. Características físicas y químicas del crudo de Pungarayacu	31

ABSTRACT

Oil exploitation is the backbone of the economy in Ecuador, a fundamental factor for its development, since a large part of the financing of the State budget comes from here. The exploitation of heavy crude oil is key to this contribution, which is why the need arises to develop effective production and transportation strategies; therefore, the characterization of the crude turns out to be one of the main phases.

In this work, the physicochemical characterization of heavy crude from the Pungarayacu field is developed, a field that has the largest accumulation of extra-heavy crude: 4.6 billion barrels of POES. The first thing that is done is to obtain a representative sample of oil in order to be able, tests regulated by the ASTM, to evaluate different physicochemical properties of the fluid. The properties to be evaluated are: BSW, relative density – API gravity, calorific power, sulfur content, carbonaceous residues, flash and combustion point, crude oil composition and ash content.

The document begins with a brief description of the Oriente Basin, where the situation, morphology and its deformation are considered, in addition to the general characteristics of the crude oils in the basin. Then the Pungarayacu field is described with a brief historical review and general characteristics of its deposits and crude oil. Subsequently, the physicochemical properties evaluated in the sample of heavy crude from the Pungarayacu field are shown. In addition, the ASTM procedures for the tests carried out on the sample are exposed, as well as the calculations and results obtained from the tests carried out. Finally, it is discussed and concluded on the basis of data obtained and recommendations are presented to help the development of further research.

Keywords: characterization, heavy crude oil, physical chemistry, ASTM standards.

RESUMEN

La explotación petrolera es la columna vertebral de la economía en el Ecuador, factor fundamental para su desarrollo, ya que de aquí proviene gran parte del financiamiento del presupuesto del Estado. La explotación de crudos pesados es clave para esta contribución, es por esto que surge la necesidad de elaborar estrategias efectivas de producción y transporte; por lo tanto, la caracterización del crudo resulta ser una de las fases principales.

En este trabajo se desarrolla la caracterización fisicoquímica del crudo pesado del campo Pungarayacu, campo que cuenta con la mayor acumulación de crudo extrapesado: 4,6 billones de barriles de POES. Lo primero que se realiza es la obtención de una muestra representativa de petróleo para poder, mediante ensayos normados por la ASTM, evaluar diferentes propiedades fisicoquímicas del fluido. Las propiedades a evaluar son: BSW, densidad relativa - gravedad API, poder calórico, contenido de azufre, residuos carbonosos, punto de inflamación y combustión, composición del crudo y contenido de cenizas.

El documento inicia con una breve descripción de la Cuenca Oriente, donde se considera la situación, morfología y su deformación, además de las características generales que presentan los crudos en la cuenca. Luego se describe el campo Pungarayacu con una breve reseña histórica y características generales de sus yacimientos y crudos. Posteriormente, se muestran las propiedades fisicoquímicas evaluadas en la muestra del crudo pesado del campo Pungarayacu. Además, se exponen los procedimientos ASTM para las pruebas que se realizan a la muestra, así como los cálculos y resultados que se obtienen de los ensayos practicados. Finalmente se discute y concluye sobre la base de datos obtenida y se presentan recomendaciones que ayuden a la elaboración de una posterior investigación.

Palabras clave: caracterización, crudo pesado, fisicoquímica, normas ASTM.

1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad la producción mundial de hidrocarburos está enfocada en el desarrollo de campos maduros y crudo pesado, ante el reducido descubrimiento de nuevas reservas de crudo. El Ecuador no se queda atrás, y es que, el Presidente Constitucional de la República del Ecuador, Guillermo Lasso, el 07 de Julio del 2021 firmó el Decreto Ejecutivo 95, con el que ordena varias acciones para incrementar la producción de Petróleo. Para cumplir con este objetivo, es necesaria la elaboración e implementación de planes efectivos de producción y transporte del crudo pesado de los campos; para este fin, la fase de caracterización y evaluación del crudo es una de las más esenciales.

El Ecuador es un país en donde la industria petrolera tiene una importancia muy significativa, industria enfocada en la explotación y refinación de crudos livianos; sin embargo, este recurso se ha ido agotando rápidamente, incluso haciendo que el valor comercial de los derivados obtenidos de la refinación del crudo vayan incrementando (Calle, 2014).

Es por eso que se despertó el interés de realizar un estudio de los crudos extrapesados que existen en nuestro país, cuyas características son muy similares a los residuos obtenidos de la refinación de los crudos livianos, y que constituyen una fuente alterna de energía y un potencial recurso no aprovechado, estos crudos con un API menor a 10, propiedad que le da el nombre de extrapesado, pueden ser base para la producción de bases de lubricantes o de productos destilados (Calle, 2014).

El petróleo se presenta generalmente bajo la forma de líquidos más o menos viscosos. Su color varía entre verde a negro, desprenden un olor a sulfuro de hidrógeno, a trementina o simplemente a hidrocarburo (Landeta, 2014).

Si bien el crudo se lo obtiene de diferentes pozos, resulta necesaria la realización periódica de una caracterización fisicoquímica global que permita determinar sus propiedades y así generar una base de datos del crudo que permita optimizar las tasas de producción y transporte, a través del análisis de sus propiedades.

La caracterización de un crudo permite obtener información detallada de los fluidos de un yacimiento, lo cual es fundamental para identificar el tipo de procesamiento y tratamiento que se le debe dar a éste para optimizar su producción, poder cumplir con la normativa ambiental, además de brindar información esencial para definir la calidad y el precio del crudo que se exporta y se industrializa en el país (Zamora, 2019).

La calidad del crudo depende de muchos factores, entre los más sobresalientes, la densidad (gravedad API), contenido de azufre y sales minerales, además del porcentaje de agua de formación que contengan. Mientras mejor sea la calidad del crudo, mayor será la densidad API, menor será el contenido de azufre, sales minerales y contenido de agua de formación y mayores serán los precios que alcance en el mercado.

En el caso de los crudos pesados, resulta de gran importancia definir todas estas propiedades para poder aplicar tratamientos adecuados y obtener un óptimo aprovechamiento, además de evaluar el impacto ambiental que puedan generar.

Dentro de los recursos naturales del Ecuador, uno de los mayores potenciales económicos son los crudos pesados; y, debido al gran avance que ha experimentado la industria petrolera en los últimos años, cada vez es más necesario el estudio previo del petróleo crudo para poder obtener el máximo rendimiento en productos y mínimo en residuos (Landeta, 2014).

2. METODOLOGÍA

2.1. GENERALIDADES DE LA CUENCA ORIENTE

2.1.1. Situación, Morfología y Deformación de la Cuenca Oriente

La Cuenca Oriente está en una posición de cuenca de ante-país de transarco de los Andes ecuatorianos. Se encuentra ubicada en una zona muy compleja estructuralmente hablando, al norte de la unión entre los Andes centrales y los Andes septentrionales; ver Figura 1. Por su ubicación, hace que esta región esté sometida a cambios de sísmica y volcánica (Baby et al., 2004).



Figura 1. Mapa de ubicación de la Cuenca Oriente

Fuente. La Cuenca Oriente: geología y petróleo (2004)

La morfología de la Cuenca Oriente se caracteriza por tener relieves relativamente más importantes en relación con otras cuencas de ante-país andinas. Entre los relieves Subandinos del Levantamiento Napo y de la Cordillera del Cutucú, desemboca el megacono aluvial del Pastaza, que se desarrolla actualmente hacia la cuenca Marañón del Perú. Este cono está considerado como uno de los abanicos aluviales continentales más grandes del mundo (Baby et al., 2004).

La Cuenca Oriente se desarrolla como resultados de esfuerzo transpresivos, los que provocan que la emersión de la Cordillera Real y la formación de la cuenca ante-país de transarco propiamente dicha. Su deformación y la estructuración de sus campos petrolíferos resultan de la inversión tectónica de antiguas fallas normales ligadas a un sistema de rift. Estas fallas inversas y de fuerte buzamiento, limitan con tres corredores estructurales petrolíferos con características propias como son: el Corredor Sacha-Shushufindi (Play central), el Sistema Subandino (Play occidental) y el Sistema Capirón-Tiputini (Play oriental); ver Figura 2. Con la inversión de la tectónica comienza el desarrollo de la totalidad de las estructuras petrolíferas de la cuenca (Baby et al., 2004).

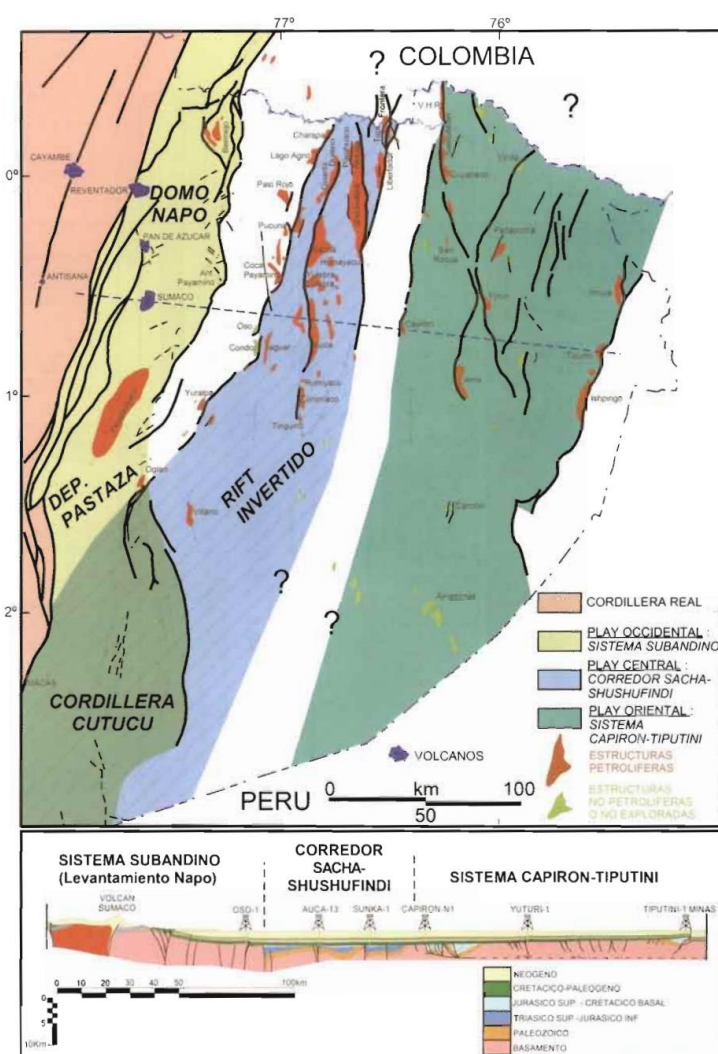


Figura 2. Mapa y sección estructural de la Cuenca Oriente con sus tres corredores estructurales-petrolíferos.

Fuente. La Cuenca Oriente: geología y petróleo (2004)

2.1.2. Características de los crudos de la Cuenca Oriente

La Cuenca Oriente ecuatoriana ubicada en la región amazónica, posee alrededor de 30 mil millones de barriles de petróleo en sitio y están acumulados en 100 campos (Baby et al., 2004). La estructuración de los campos petrolíferos de la Cuenca Oriente resulta de la inversión tectónica de antiguas fallas normales, y están limitados por los plays: occidental, central y oriental.

1. Sistema Subandino (Play Occidental)

Compuesto por los campos Bermejo, Rubí, Pungarayacu y Oglán, siendo Pungarayacu el de mayor acumulación de petróleo original en sitio con 4.6 billones de barriles, aproximadamente el 85 % del total de crudo de este corredor y el 18 % del total de crudo de la Cuenca oriente.

Se caracteriza por tener crudos pesados y extrapesados de entre 6 y 10 °API; resaltando que el único campo que marca la diferencia es Bermejo con crudos livianos >30 °API y con bajo contenido de azufre (0.32 – 0.44 %). Sus principales arenas productoras son Hollín inferior y Hollín superior (Baby et al., 2004); ver Tabla 1.

2. Corredor Sacha-Shushufindi (Play Central)

Este corredor es reconocido por ser el de mayor acumulación de petróleo original en sitio, con 15.5 billones de barriles, poco más la mitad del POES de la Cuenca Oriente. En este play el crudo muestra cierta zonificación: en la parte Norte y Centro-Norte, se localiza la gran mayoría de campos con crudos livianos, medianos y con bajo contenido de azufre (0.5 – 1.0 %), mientras que en dirección al sur el crudo se va tomando de mediano a pesado, además de ir incrementando el contenido de azufre (>2 %).

Los campos que mayor acumulación de petróleo poseen son Shushufindi, Sacha y Libertador con aproximadamente el 51% del total de crudo del play. El reservorio más importante es “U” con el mayor volumen de reserva de este play, seguido de “T” y Hollín Inferior. Basal Tena, M1 y M2 son reservorios secundarios (Baby et al., 2004); ver Tabla 1.

3. Sistema Capirón-Tiputini (Play Oriental)

El Sistema Capirón-Tiputini se encuentra ubicado en el oriente de la Cuenca Oriente, y tiene acumulado un petróleo original en sitio de alrededor de 7.6 billones de barriles, aproximadamente el 28 % del total de crudo acumulado en toda la cuenca.

La ubicación de los crudos se encuentra distribuida en forma areal de acuerdo con su calidad, al N-NO predominan crudos medianos con menos del 1 % de azufre, del centro al este crudos pesados y hacia el sur, con crudos pesados y medianos con un contenido de azufre más elevado (>2 %); ver Tabla 1.

Ishpingo cuenta con 2.7 billones de barriles de crudo pesado en sitio, siendo este el campo de mayor acumulación de crudo del play, con aproximadamente el 34 %. El principal reservorio desarrollado casi exclusivamente en este play es "M1", siendo "U" el segundo en importancia (Baby et al., 2004).

Tabla 1. Calidad de los crudos y contenido de azufre.

CORREDOR	CAMPO	RESERVORIOS - TIPO DE CRUDO										CRUDOS - CONTENIDO DE AZUFRE							
		Holl	T	Cal	U	Cal	A	M2	M1	BT	Holl	T	Cal	U	Cal	A	M2	M1	BT
SUBANDINO	Bermejo																		
SACHA - SHUSHUFINDI	Frontera																		
	Tapi-Tetete																		
	Charapa																		
	Lago Agrio																		
	Guanta-Dureno																		
	Atacapi																		
	Parahuacu																		
	Shuara																		
	Secoya																		
	Shushuqui																		
	Pichincha																		
	Shushufindi																		
	Sacha																		
	Huamayacu																		
	Pucuna																		
	Coca-Payamino																		
	Culebra-Yulebra																		
	Yuca																		
Auca																			
Rumiyacu																			
Cononaco																			
Tiguino																			
CAPIRON-TIPUTINI	VHR																		
	Sansahuarí																		
	Cuyabeno																		

CALIDAD DE LOS CRUDOS

pesado <20 API
 mediano 20-30 API
 liviano > 30 API



CONTENIDO DE AZUFRE (% EN PESO)

<0.50
 [0.5, 1.0]
 [1.0, 2.0]
 >2.0



Fuente. La Cuenca Oriente: geología y petróleo (2004).

2.2. CAMPO PUNGARAYACU

2.2.1. Breve reseña histórica

Pungarayacu, tomado de uno de los ríos que lo cruzan y cuyo significado en quechua, la lengua de los aborígenes de la zona, es río (yacu) de brea (pungara).

La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), antecesora de Petroecuador realizó el levantamiento geológico del área entre finales de los setenta e inicios de los ochenta. Con el fin de cuantificar la acumulación de crudo, procede a perforar a inicios de los ochenta, 26 pozos de cateo con muestreo continuo de núcleos, siendo su profundidad final 377 y 1239 ft (Michelena & Regalado, 2017).

Este campo dispone de la mayor acumulación de crudo original en sitio de la cuenca, con alrededor de 4.6 billones de barriles según el estudio realizado por la compañía Arco en 1992.

2.2.2. Características del campo

Pungarayacu se ubica en la provincia del Napo, aproximadamente a 20 km al norte de la ciudad del Tena. Pertenece al Bloque 20 con una superficie aproximada de 426 millas cuadradas (Michelena & Regalado, 2017). En la Tabla 2 se presentan las coordenadas UTM del campo.

Tabla 2. Coordenadas UTM del campo Pungarayacu

Coordenadas UTM	
X (m)	Y (m)
188.484	9.922.428
200.203	9.922.998
200.199	9.870.470
180.361	9.870.470
180.342	9.880.557
173.886	9.880.537
173.886	9.890.406
180.335	9.890.420
180.328	9.912.512

Fuente. Michelena & Regalado, 2017.

El campo se encuentra en una zona drenada por numerosos pequeños ríos y quebradas que son recolectados por tres ríos principales: Hollín y Misahuallí en el norte y en el sur

el río Napo (Michelena & Regalado, 2017). En la Figura 3 se presenta la ubicación del campo.

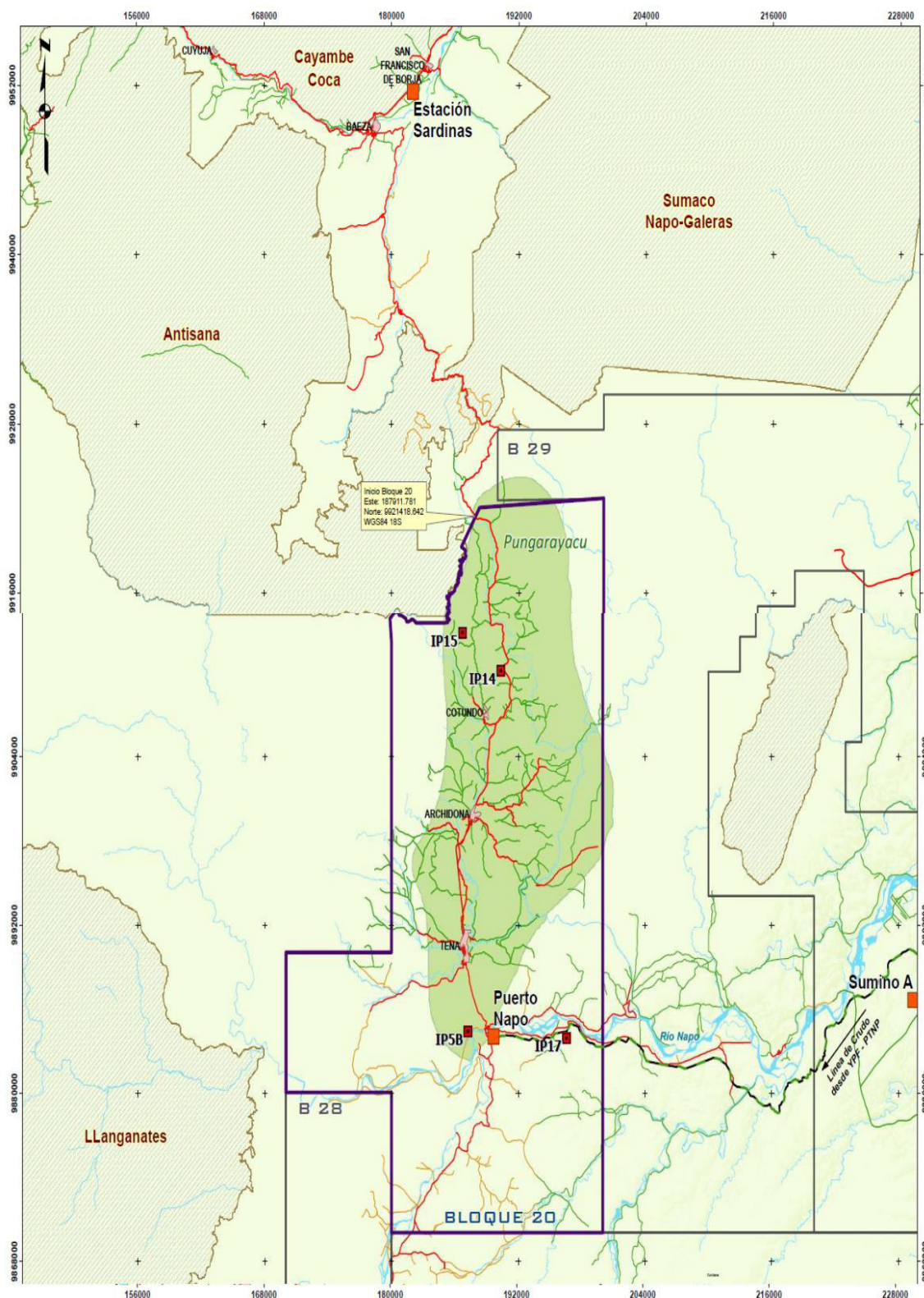


Figura 3. Ubicación campo Pungarayacu

Fuente. Michelena & Regalado, 2017.

La formación Hollín es el principal reservorio de este campo, seguida de la formación Hollín superior como reservorio secundario, además del depósito de la caliza "C" y lutitas de Napo Basal.

No se han realizado mediciones de la densidad del crudo del campo, pero se calcula una gravedad de 6 °API en la parte norte y de 10.5 °API en el pozo Pungarayacu 16, ubicado al sur del campo (Puerto Napo, junto al río Napo). Esta gravedad API es deducida del hecho de que, en el registro de resistividad se observa ya una segregación entre el crudo y el agua de formación, con presencia de un contacto agua-petróleo, lo que indica que este crudo es ligeramente más liviano que el agua.

2.2.3. Yacimientos

El principal yacimiento del campo Pungarayacu es la formación Hollín, se depositó sobre los terrenos volcánicos y volcanoclásticos Misahuallí, en un medio aluvial. La arenisca Hollín Superior, el segundo reservorio de este campo, es similar al resto de cuenca; esto es, areniscas glauconíticas calcáreas con intercalaciones de lutitas negras.

La formación Hollín se encuentra a profundidades que varían entre 0 ft en la zona norte hasta 985 ft al sureste. Se destacan tres cuerpos de arenas independientes que pertenecen a los miembros inferior, superior y arenisca glauconítica respectivamente:

- Las arenas del miembro inferior constituyen el cuerpo más importante del reservorio, con un espesor que varía entre 75 – 82 ft.
- Las arenas del cuerpo superior están separadas de la arena inferior por una capa impenetrable de limolitas y arcillolitas, su espesor varía entre 65 – 135 ft.
- El tercer cuerpo arenoso está separado en su parte inferior por una capa de lutitas y en la parte superior por calizas o lutitas calcáreas pertenecientes a la Formación Napo. Su espesor varía entre 10 – 40 ft.

2.3. CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO DE PUNGARAYACU

La diversidad y complejidad de los crudos pesados, ha mostrado que conocer las propiedades físicas y químicas globales de los crudos es de gran necesidad a lo largo de todos los procesos de separación y tratamiento, métodos de conservación, de extracción, de fraccionamiento y análisis. Todas estas etapas son objeto de protocolos establecidos por organismos nacionales e internacionales que describen cada uno de estos procesos a través de métodos normalizados (Zamora, 2019).

La caracterización del crudo es un proceso que debe realizarse periódicamente, pues las propiedades del petróleo no son constantes. Esto tiene implicaciones en el proceso de extracción, tratamiento y transporte del crudo en un campo petrolero (Zamora, 2019).

2.3.1. Definiciones de las propiedades fisicoquímicas

2.3.1.1. BSW

El BSW es una propiedad de gran importancia al momento de evaluar la calidad del crudo. Existen varias maneras para determinarlos, variando en precisión y validez. Esta prueba es regulada por la norma ASTM D – 4007, la misma sugiere que la mejor prueba en cuanto a precisión es mediante el método de arrastre de vapor (destilación). En este trabajo se aplica el método de centrifugación, que mediante la centrifuga permite determinar el contenido de agua y sedimentos en la muestra.

Para que el método sea efectivo se debe considerar la función del demulsificante, el cual es una sustancia que ayuda a romper y desplazar la película de agente emulsionante que rodea a la gota de agua, aumentando la tensión superficial y atracción entre las moléculas de agua propiciando la coalescencia.

2.3.1.2. Gravedad API

(American Petroleum Institute) término utilizado para expresar la densidad en la industria del petróleo. La gravedad API es el criterio más empleado para clasificar un crudo, además, es un factor que gobierna la calidad y el precio del petróleo a nivel mundial. Para comercializar el petróleo, el Instituto Americano del Petróleo estableció una escala internacional de grados API; ver Tabla 3. A mayor grado API más liviano es el hidrocarburo, por lo tanto esta relación es inversa a la de la densidad.

La gravedad API se calcula a partir del peso específico o gravedad específica determinado a una temperatura de 60°F mediante la ecuación:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\text{peso específico @60}^{\circ}F} - 131.5$$

Las unidades son API.

El estudio de esta propiedad se lo puede realizar bajo la norma ASTM D – 1298, que especifica la determinación de la densidad relativa o gravedad API, mediante el uso de un hidrómetro de vidrio, de un crudo, productos petroleros, mezclas de estos o incluso de mezclas de productos no petroleros que se manejan como líquidos y tengan una presión de Vapor de 101.325 KPa o menor a este valor.

Tabla 3. Clasificación del petróleo según su gravedad API.

CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO SEGÚN SU GRAVEDAD		
TIPO DE PETRÓLEO	RANGO °API	DENSIDAD (g/mL)
Extrapesado	<10	>1
Pesado	Entre 10 y 19.9	0.92 a 1
Mediano	Entre 20 y 29.9	0.87 a 0.92
Ligero	Entre 30 y 39.9	0.83 a 0.87
Condensado	>40	<0.87

Fuente: Alcívar, 2022.

Es importante resaltar que una determinación acertada de la densidad, densidad relativa o gravedad API del petróleo y sus productos, es necesaria para la conversión de volúmenes medidos a masas a la temperatura de referencia estándar; sin embargo, el método empleado bajo esta norma es más acertado para fluidos de baja viscosidad o transparentes (Orcini et al., sf.).

2.3.1.3. Azufre

El petróleo crudo contiene hidrocarburos sulfurados, sulfuro de hidrógeno disuelto y en ciertas ocasiones azufre en suspensión. De manera general, el contenido de azufre total en un crudo puede estar comprendido entre un 0.05 – 5 % en peso.

La norma ASTM D – 4294 especifica que los compuestos que contienen azufre provocan corrosión en tuberías y depósitos o recipientes que lo contienen; así como también en los procesos de refinación disminuyen la duración de vida de los catalizadores, deterioran la calidad de productos acabados, alterando su color y confiriéndole un olor

desagradable, reducen el tiempo de duración de los aceites lubricantes, además de la contaminación atmosférica que generan a través de incendios, debido al contacto entre el sulfuro de hierro de las tuberías corroídas y el aire.

En la práctica se mide la cantidad de azufre total contenida en una muestra de crudo, y se considera esta cantidad para evaluar su precio.

El petróleo según el contenido de azufre puede ser clasificado como:

a) Dulce:

- Contiene un porcentaje en peso de azufre menor al 0.5 %.
- Son considerados petróleos de alta calidad.

b) Medio:

- Contiene un porcentaje de azufre mayor a 0.5 pero menor a 1 %.

c) Agrio:

- Contiene un porcentaje de azufre mayor al 1 %.
- Alto costo para refinamiento.

2.3.1.4. Punto de inflamación y combustión

Es la temperatura mínima necesaria a la que los vapores desprendidos del combustible se encienden en presencia de una fuente de ignición. Este valor permite conocer la temperatura a la cual el producto puede ser calentado sin peligro alguno.

Si se continúa calentando el producto, se obtiene una deflagración estable y la temperatura correspondiente es el punto de combustión, algunos grados superiores al punto de inflamación.

2.3.1.5. Cenizas

La cantidad del material de formación de cenizas en un producto puede proveer información en cuanto a si el producto es adecuado o no para su uso en una aplicación dada. La ceniza se puede formar de aceites o compuestos metálicos solubles en agua o de sólidos extraños tales como polvo y óxidos.

Esta prueba se basa en la norma ASTM D – 482, donde la determinación de ceniza, de combustibles destilados y residuales, combustibles de turbinas de gas, parafinas y otros productos del petróleo, en los cuales el material formador de ceniza que ésta presente se considera como una impureza indeseable o contaminante.

2.3.1.6. Poder calórico bruto

El poder calórico bruto es una prueba que mide la cantidad de calor que entrega un kilogramo, o un metro cúbico, de combustible al oxidarse en forma completa. Es decir, cuando el carbón pase a anhídrido carbónico.

La norma ASTM D – 240 se basa en el método de calorimetría para determinar de forma directa en el laboratorio el poder calórico de un combustible.

Los métodos calorimétricos consisten en quemar una cierta cantidad de combustible y medir la cantidad de calor producida a través de la energía térmica ganada por un líquido conocido: agua, el que, de acuerdo al método a utilizar, puede estar contenido en un recipiente, o permanecer en continua circulación durante el proceso (Zamora, 2019).

2.3.1.7. Residuos Carbonosos

Los residuos de carbón son un indicativo del contenido de asfalto del crudo y de la cantidad de fracción base lubricante que puede ser recuperada.

Según la norma ASTM D – 189, la determinación de la cantidad de residuos carbonosos que quedan después de la evaporación y pirolisis de un aceite, tiene como objetivo proporcionar una idea de relación de tendencias de formación de coque.

El valor de esta propiedad es útil en la industria ya que permite conocer la tendencia del combustible y de los aceites lubricantes a depositar algún residuo carbónico en el fondo de recipientes contentivos, información necesaria en el diseño de unidades de operación, debido a que el carbón depositado en la cámara de combustión de un motor es proporcional al residuo de carbón del combustible y del aceite, por lo que la cantidad depositada depende de las condiciones de operación y de otros factores tales como la viscosidad del aceite y desempeño del motor; también es un indicativo de la cantidad de materiales de alta temperatura de ebullición presente en los combustibles (Orcini, et al, sf.).

2.3.1.8. Composición del Crudo

El petróleo crudo está compuesto por carbono (82 – 87 %) e hidrógeno (12 – 15 %), que forman compuestos parafínicos, nafténicos y aromáticos, pero contiene además pequeñas proporciones de azufre, oxígeno y nitrógeno (0.5 – 4.5 %).

Las combinaciones formadas por el carbono e hidrógeno toman el nombre de hidrocarburos y su estructura y composición molecular es muy variable y compleja, dando lugar a la obtención de derivados de petróleo.

El petróleo está constituido por hidrocarburos en un 50 – 98 %, el porcentaje restante proviene de material orgánico que posee oxígeno, nitrógeno y azufre.

- **Compuestos parafínicos:** comprendidos desde el gas metano (CH_4) hasta el n-exacontano ($\text{C}_{60}\text{H}_{122}$), que es una cera microcristalina. Son compuestos de cadena normal, así como también de cadena ramificada. Su fórmula general es $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$.
- **Compuestos nafténicos:** son hidrocarburos cíclicos saturados, se caracterizan por tener un punto de fusión mayor al de las parafinas, además su consistencia disminuye al ser calentados. Su fórmula general es C_nH_{2n} .
- **Compuestos aromáticos:** son hidrocarburos cíclicos no saturados, se presentan en menor cantidad y se caracterizan porque contienen anillos bencénicos condensados o encadenados. Su fórmula general es C_nH_n .

2.3.2. PROCEDIMIENTOS

2.3.2.1. Procedimiento para determinar agua y sedimentos en crudo mediante centrifugación (ASTM D – 4007)

Secuencialmente, el procedimiento es:

- 1) Calentar la muestra de crudo extrapesado a una temperatura de 70 °C para garantizar que la muestra fluya en el momento del llenado de la zanahoria.
- 2) Adicione a la zanahoria 75 ml de varsol.
- 3) Homogenizar la muestra de crudo y llenar cada uno de los tubos de centrifuga hasta 25 ml exactos con la muestra directamente del recipiente.
- 4) Adicionar a cada zanahoria cinco gotas de rompedor universal aproximadamente un 1 ml de solución demulsificante, para la preparación de esta solución.
- 5) Tapar cada zanahoria, invertirlas y agitar por unos segundos para asegurar que el crudo y solvente se mezclen uniformemente.
- 6) Nota: cuando el crudo es muy viscoso y el mezclado con el solvente es difícil, el solvente puede adicionarse al tubo de centrifuga antes que el crudo para facilitar el mezclado. En este caso, se debe tener cuidado de no llenar el tubo por encima de la marca de 100 ml con muestra.
- 7) Retirar los tapones e introducir las zanahorias hasta la marca de 100 ml en un baño a 60 °C ± 3 °C por al menos 15 minutos.
- 8) Tapar nuevamente cada zanahoria e invertirlas como mínimo 10 veces para asegurar que el crudo y solvente se mezclen uniformemente.
- 9) Precaución: la presión a vapor a 60 °C es aproximadamente el doble de la obtenida a 40 °C.
- 10) Con el uso de la balanza se debe garantizar que el peso de las zanahorias con su respectivo porta muestra sea el mismo, para esto, iguale masas y pesos con la adición de agua en cada una de las porta muestras vacías.
- 11) Colocar las zanahorias en los porta muestras de la centrifuga en lados opuestos para establecer un balance.
- 12) Asegurar tapones y prender la centrifuga por 15 minutos con una temperatura de 70 °C. A una fuerza centrífuga relativa mínima de 600 rpm. Para evitar que las zanahorias se partan, asegúrelos en la parte inferior con un cojín moldeado a la forma del fondo del tubo evitando el contacto directo con la base de la copa.
- 13) Esperar a que termine la centrifugación. Leer y reportar el volumen de agua y sedimentos en el fondo de cada tubo.

Para la lectura tenga en cuenta: en el rango de 0.1 a 1 ml la aproximación debe ser 0.05 ml; por encima de 1 ml, la aproximación debe ser 0.1 ml; y por debajo de 0.1 ml, la aproximación es de 0.025 ml. Nota: si no puede observar una buena separación debe retornar los tubos a la centrifuga, sin agitarlos y colocar la centrifuga por otros 15 minutos. A la misma velocidad. Mantenga la temperatura de la muestra durante este proceso a $70\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 3\text{ }^{\circ}\text{C}$.

- 14) Repita las centrifugaciones y toma de lecturas hasta valores constantes. La norma nos indica que no se requieren más de dos centrifugaciones.
- 15) Genere el reporte de resultados en formato de resultados y/o bitácora.

2.3.2.2. Procedimiento para determinar el poder calórico bruto en el petróleo crudo (ASTM D – 240)

Secuencialmente, el procedimiento es:

- 1) Seleccionar una celda limpia, pesarla vacía y luego con la muestra aproximadamente 10 g.
- 2) Hacer un arreglo a manera de trenza con el hilo fusible en el alambre de ignición.
- 3) Verificar que haya contacto alambre, hilo y muestra.
- 4) Colocar la tapa interna en el calorímetro poniendo el seguro en la cavidad del calorímetro y cerrar.
- 5) Cerrar la tapa exterior del calorímetro.
- 6) Pulsar el icono de empezar y confirmar el ID predeterminado de la prueba presionando "Si" o "No" para cambiar el nombre, confirmar la bomba 3 e introducir el peso del combustible auxiliar y de la muestra y esperar hasta que la pantalla presente el informe de resultados.
- 7) Pulsar efectuado e ir a "informe" presionar en el submenú "tipo de datos de ensayo" hasta que aparezca "solo determinación" y luego "seleccionar de la lista", ubicar el nombre de la prueba y pulsar editar para introducir el porcentaje de azufre, volumen de ácido en ml y contenido de humedad en porcentaje en peso.
- 8) Recoger el enjuague en un Erlenmeyer de 500 ml de la bolsa de enjuagues.
- 9) Valorar el enjuague con una solución de Hidróxido de sodio 0.0866 molar con indicador rojo de metilo.
- 10) Introducir los ml de base consumida en la titulación.
- 11) Reportar el valor de Poder Calórico Bruto.

2.3.2.3. Procedimiento para determinar la densidad API por el método del hidrómetro (ASTM D – 287)

Secuencialmente, el procedimiento es:

- 1) Transvasar un volumen determinado de la sustancia a analizarse en la probeta limpia y sin salpicar, a fin de evitar la formación de burbujas de aire y reducir al mínimo la evaporación de los componentes de más baja ebullición.
- 2) Quitar las burbujas de aire formadas, después de que se han recogido en la superficie de la muestra, al tocar con un pedazo de papel filtro limpio antes de insertar el hidrómetro.
- 3) Colocar la probeta que contiene la muestra en posición vertical en un lugar libre de corrientes de aire.
- 4) Escoger el hidrómetro adecuado según la muestra a analizar.
- 5) Introducir el hidrómetro y dejarlo que flote libremente, sin que roce las paredes de la probeta y simultáneamente introducir el termómetro.
- 6) Cuando el hidrómetro está totalmente quieto y la temperatura de la muestra es constante a 0.2 °F (0.1 °C), leer el hidrómetro en la división de escala más próxima.
- 7) Observar el punto en la escala del hidrómetro en el cual la muestra se eleva por encima de su superficie principal, poniendo los ojos ligeramente por encima del plano de la superficie del líquido. Esta lectura debe corregirse, es decir, el valor que se lee de Densidad API, se debe restar 0.1 o 0.2 °API, dependiendo de cuanto se eleva la muestra por encima de su superficie, para que la lectura sea correcta.
- 8) Observar la temperatura de la muestra lo más cercano a 0.25 °F (0.1 °C) inmediatamente antes y después de la observación de la densidad API. Registrar las medidas de las lecturas del termómetro antes y después de la última lectura del hidrómetro, como la temperatura de la prueba.
- 9) Retirar el hidrómetro y el termómetro, limpiarlos y colocar cada muestra en su recipiente adecuado para evitar su volatilización.
- 10) Registrar los valores observados de densidad API y su temperatura de equilibrio, respectivamente en una tabla de resultados y realizar la corrección de la temperatura de la densidad API a 60 °F por medio de las Petroleum Measurement Tables.

2.3.2.4. Procedimiento para determinar el contenido de azufre en el petróleo crudo (ASTM D – 4294)

Secuencialmente, el procedimiento es:

- 1) Agitar la muestra.
- 2) Encender el equipo.
- 3) Cargar la celda con la muestra hasta casi llenarla. Cuando esté casi llena proceder con el llenado cuidadosamente evitando la formación de burbujas.
- 4) Cuidadosamente colocar la película (membrana) en el centro de la superficie de la celda que contiene la muestra, sellar la celda con el sellador de muestras.
- 5) Colocar la celda en el equipo y adecuarlo para proseguir con el análisis a través del equipo.
- 6) Seleccionar las condiciones de análisis (calibrar tiempos y número de repeticiones); ver Tabla 4.
- 7) Se procede a seleccionar la opción analizar.
- 8) Una luz amarilla se encenderá en la parte frontal del equipo, la cual será la indicadora de que el equipo de fluorescencia de Rayos X esté funcionando.
- 9) La concentración de azufre en la muestra es calculada por el equipo a partir de la curva de calibración utilizada.
- 10) El resultado de azufre será impreso y registrado.
- 11) Una vez finalizado el procedimiento, realizar la limpieza de la celda del equipo.

Tabla 4. Tiempos de monitoreo típicos para la determinación del contenido de azufre.

Rango del contenido de azufre (% masa)	Tiempo de monitoreo (s)
< 0.1	200 - 300
0.1 - 1	100
1 - 3.5	100

Fuente. Zamora, 2019.

2.3.2.5. Procedimiento para determinar contenido de cenizas en el crudo (ASTM D – 482)

Secuencialmente, el procedimiento es:

- 1) Calentar el crisol o el recipiente de evaporación a una temperatura comprendida entre 700 y 800 °C durante por lo menos 10 minutos.

- 2) Dejarlo enfriar a temperatura ambiente dentro de un recipiente apropiado y pesarlo con una precisión de 0.1 mg.
- 3) Cuando la muestra esté lo suficientemente fluida, mezclar completamente antes de pesar, por lo menos 10 minutos, ya sea en forma manual o utilizando un agitador mecánico.
- 4) Si la muestra no es homogénea a pesar de mezclarla varias veces, se podría utilizar un Mezclador de alta velocidad.
- 5) Si a pesar de mezclarla varias veces, la muestra no puede ser homogenizada satisfactoriamente, se debe rechazar la muestra y adquirir una nueva.
- 6) Cuando la muestra es viscosa o sólida a temperatura ambiente, se debe calentar cuidadosamente el recipiente que la contiene hasta que la muestra esté totalmente líquida y mezclar completamente. Se puede usar un horno a una temperatura apropiada.
- 7) Si la muestra de ensayo contiene humedad que provoque la formación de espuma y la pérdida del producto, se debe proceder con cuidado durante su calentamiento y tener equipo de protección adecuado, tal como gafas de seguridad y guantes. Este tipo de muestras deben mezclarse con mucho cuidado. Se recomienda agitar en lugar de sacudir la muestra.
- 8) La cantidad de muestra que se tome para el ensayo, depende del contenido de cenizas esperado, de si la muestra necesita o no calentamiento y de si más de una porción debe pesarse; ver Tabla 5.
- 9) Pesar dentro del crisol o recipiente de evaporación suficiente muestra con una precisión de 0.1 g para que no exista más de 20 mg de ceniza. Determinar el peso de la muestra de ensayo a usarse a temperatura ambiente, a partir de la diferencia del peso inicial y final del recipiente de la muestra que se pesó a temperatura ambiente.
- 10) Cuidadosamente calentar el recipiente de evaporación o crisol con un mechero Meeker o un equivalente hasta que el contenido pueda quemarse por la llama. Mantener la temperatura de manera que la muestra continúe quemándose en forma moderada y uniforme, hasta que sólo queden cenizas y carbón al final de la combustión. Una estufa puede usarse en esta etapa.
- 11) La muestra puede contener agua, la cual puede causar salpicaduras. Se debe calentar cuidadosamente utilizando el equipo de protección personal apropiado, tal como gafas de seguridad y guantes. Si las salpicaduras son muy severas y la muestra se derrama del crisol, se debe rechazar la muestra.

- 12) Algunas muestras requerirán calentamiento adicional después de que la inflamación ha cesado, particularmente muestras pesadas como combustibles marinos los cuales forman costras sobre el material no quemado. La costra puede romperse con un agitador de vidrio. Cualquier costra que se adhiera al agitador puede retomarse al crisol usando una tira de papel filtro sin ceniza. Se debe combustionar el resto de la muestra.
- 13) Se debe tener mucho cuidado con las muestras más pesadas, pues tienden a formar espuma. El sobrecalentamiento debe evitarse de modo que ni la muestra ni el recipiente de evaporación se calienten al rojo vivo, ya que esto puede provocar la pérdida de cenizas. De manera similar, la llama nunca debe estar por encima del borde del crisol o del recipiente de evaporación, para evitar sobrecalentar la costra, pues esto genera chispas que pueden conducir a la pérdida considerable de cenizas.
- 14) Calentar el residuo dentro de la mufla a 775 ± 25 °C, hasta eliminar todo el material carbonoso. Enfriar el crisol a temperatura ambiente en un recipiente adecuado y pesarlo con una apreciación de 0.1 mg.
- 15) Recalentar el crisol a 775 ± 25 °C durante por lo menos 20 minutos, enfriarlo en un recipiente adecuado y pesarlo nuevamente. Repetir el proceso de calentamiento, enfriamiento y pesaje hasta que dos pesajes consecutivos no difieran en más de 0.5 mg.

Tabla 5. Peso de la Muestra de Ensayo versus Cenizas.

Ceniza Esperada (% P)	Muestra de Ensayo (g)	Muestra de Ceniza (g)
0.18	11	20
0.1	20	20
0.05	40	20
0.04	50	20
0.02	100	20
0.01	100	10
0.001	100	1

Fuente. Zamora, 2019.

2.3.2.6. Procedimiento para determinar residuos carbonosos en el petróleo crudo (ASTM D – 189)

Secuencialmente, el procedimiento es:

- 1) Agitar completamente la muestra que se va a ensayar (cuando sea necesario reducir su viscosidad, se debe calentar a 50 ± 10 °C por media hora). Inmediatamente después del calentamiento y agitación, filtrar la muestra en un tamiz de luz de malla 100. Pesar con una precisión de 5 mg, 10 g de combustible, libre de humedad y otros materiales suspendidos, dentro de un crisol de porcelana o sílice, el cual debe contener dos esferas de vidrio de aproximadamente 2.5 mm de diámetro. Colocar el crisol en el centro del crisol Skidmore. Nivelar la arena que se encuentra en el crisol de lámina de hierro y colocar el crisol Skidmore exactamente en su centro. Cubrir el crisol Skidmore y el crisol de lámina de hierro con sus respectivas tapas, dejando la tapa del crisol de lámina de hierro un poco floja para permitir la salida de los vapores que se formen.
- 2) Colocar sobre un trípode de hierro el triángulo de alambre y sobre éste el aislador. Centrar el crisol de lámina de hierro en el aislador, con el fondo descansando sobre la parte superior del triángulo y tapar todo el conjunto con la campana de lámina de hierro, para que el calor se distribuya uniformemente durante el ensayo.
- 3) Con el mechero Meker, calentar con una llama alta y fuerte, realizando las regulaciones de manera que el período de preignición sea de 10 ± 1.5 minutos (un período de tiempo más corto o una llama muy alta pueden causar la formación de demasiada espuma). Cuando aparezca humo por la chimenea, mover inmediatamente o inclinar el mechero, de modo que la llama toque los lados del crisol hasta conseguir que los vapores se inflamen.
- 4) Retirar temporalmente el mechero y ajustar la llama para que, al volverlo a colocar, los vapores inflamados se quemen uniformemente y la llama salga por la chimenea, pero no sobre el puente de alambre. Si no aparece la llama por encima de la chimenea, aumentar la cantidad de calor si fuera necesario. El período de combustión de los vapores debe ser de 13 ± 1 minutos. Generalmente, resulta imposible controlar la altura de la llama, por lo tanto se recomienda ceñirse más al tiempo de combustión, que es el parámetro más importante del ensayo.
- 5) Cuando la combustión de los vapores haya terminado y no se observen humos azules, reajustar el mechero y calentarlo como al principio, hasta que el fondo y la parte inferior del crisol de lámina de hierro adquieran un color rojo cereza; mantenerlo así durante siete minutos exactamente. El periodo total de

calentamiento deberá ser de 30 ± 2 minutos, el cual constituye una limitación adicional en la tolerancia para los periodos de pre-encendido y combustión.

- 6) Retirar el mechero y dejar enfriar el equipo hasta que no se observe humo y quitar las tapas de los crisoles (aproximadamente 15 minutos).
- 7) Sacar el crisol de porcelana o sílice con pinzas previamente calentadas y colocarlo en el desecador, enfriar y pesar. Calcular el porcentaje de residuo de carbón sobre la muestra original.

2.3.2.7. Procedimiento para determinar el tipo de crudo mediante el indicador de adsorción fluorescente (FIA) a temperaturas elevadas (Composición del crudo)

Secuencialmente, el procedimiento es:

- 1) Tomar 0.75 ml de la muestra e introducirla en un lecho finamente dividido de sílica gel activado, envasado en una pequeña columna de adsorción que tiene una larga extensión de capilaridad.
- 2) Mantener a una temperatura controlada dentro de 1°C en el rango de 65 a 70°C .
- 3) Añadir alcohol isopropílico al lecho del gel para desorber la muestra en la parte baja de la columna. Separar mediante adsorción-desorción, los hidrocarburos de acuerdo a sus afinidades de adsorción en bandas de aromáticos, olefinas, parafinas y naftenos saturados.
- 4) Depositar una pequeña cantidad de compuestos fluorescentes al sílica gel, (la mezcla se refiere a un indicador fluorescente de gel seco), que se añade a la columna de adsorción durante el envase.
- 5) Esos compuestos son separados por tipo y mediante radiación ultravioleta para definir los límites de los hidrocarburos.

2.3.2.8. Procedimiento para determinar el punto de inflamación y combustión del petróleo crudo (ASTM D – 92)

Secuencialmente, el procedimiento es:

- 1) Colocar la muestra que va a ensayarse en el vaso Cleveland, de manera que la parte superior del menisco llegue justamente a la línea marcada en él.

- 2) Si la muestra es viscosa, calentarla previamente hasta que se encuentre lo suficientemente fluida, sin que la temperatura exceda los 56 °C inferiores al punto de inflamación supuesto.
- 3) Encender el mechero de ensayo y ajustar el tamaño de la llama a un diámetro de 4.0 ± 0.8 mm, por comparación con la pequeña bolita que, a veces, contiene el aparato.
- 4) Calentar el vaso para que la temperatura de la muestra aumente 15 ± 1 °C por minuto. Cuando la temperatura de la muestra es aproximadamente 56 °C bajo el punto de inflamación esperado, disminuir la velocidad de incremento de la temperatura, de manera que durante los 28 °C que preceden al probable punto de inflamación, la velocidad de calentamiento sea de 5.5 ± 0.5 °C por minuto.
- 5) A partir de los 28 °C bajo el punto de inflamación esperado, aplicar la llama de ensayo cada 2 °C de aumento de la temperatura.
- 6) Aplicación de la llama. Mover la llama sobre el vaso Cleveland pasando sobre el centro del mismo, de manera que su trayectoria forme ángulo recto con el diámetro del vaso que pasa por el eje del termómetro. El movimiento de la llama debe ser uniforme y continuo, siguiendo una línea recta o una circunferencia de radio en un plano situado máximo 2 mm sobre el borde superior del vaso. El tiempo en que la llama debe curvar el vaso será, aproximadamente, de 1 segundo y el movimiento de esta llama puede hacerse a mano o mediante algún dispositivo automático.
- 7) Registrar como "punto de inflamación", la temperatura leída en el termómetro en el momento en que aparece una llamarada en cualquier punto de la superficie de la muestra, que no debe confundirse con un halo azulado que algunas veces rodea a la llama de ensayo.
- 8) Para determinar el punto de combustión, continuar el calentamiento, con un incremento en la temperatura de la muestra de 5 a 6 °C por minuto, y aplicar la llama de ensayo cada 2 °C de aumento de temperatura.
- 9) Registrar como "punto de combustión", la temperatura a la cual la muestra inicia la combustión y se mantiene así durante 5 segundos por lo menos.

3. CÁLCULOS Y RESULTADOS

3.1. CÁLCULOS

3.1.1. BSW

En la Tabla 6 se presenta el dato obtenido en el ensayo de BSW de la muestra de crudo de Pungarayacu:

Tabla 6. Datos de BSW

BSW	
	Volumen [ml]
Muestra	50
BSW	1.6

Fuente: Alcívar, 2022.

Para determinar el porcentaje de agua y sedimentos:

$$\%BSW = \frac{V_{BSW}}{V_M} * 100$$

Donde:

%BSW = Porcentaje de agua y sedimentos.

V_{BSW} = Volumen de agua y sedimentos.

V_M = Volumen de la muestra.

Por lo tanto,

$$\%BSW = \frac{1.6}{50} * 100$$

$$\%BSW = 3.2$$

3.1.2. Gravedad API

En la Tabla 7 se representa la densidad relativa obtenida a 60 °F para determinar la gravedad API de la muestra de crudo de Pungarayacu:

Tabla 7. Datos de gravedad API

GRAVEDAD API	
	Unidad [-]
Densidad relativa @60°F	1.0193

Fuente: Alcívar, 2022.

Para determinar la gravedad API a partir de la densidad relativa:

$$\rho_r = \frac{141.5}{\text{°API} + 131.5}$$

Donde:

ρ_r = Densidad relativa,

°API = Gravedad API.

Por lo tanto,

Despejando °API obtenemos:

$$\text{°API} = \frac{141.5}{\rho_r} - 131.5$$

$$\text{°API} = \frac{141.5}{1.0193} - 131.5$$

$$\text{°API} = 7.3$$

3.1.3. Contenido azufre

En la Tabla 8 se representa el porcentaje de azufre obtenido en el ensayo de la muestra de crudo de Pungarayacu:

Tabla 8. Datos de azufre

AZUFRE	
Unidad	
% P	3.0177

Fuente: Alcívar, 2022.

3.1.4. Cenizas

En la Tabla 9 se presentan los datos obtenidos en el ensayo de cenizas de la muestra de crudo de Pungarayacu:

Tabla 9. Datos de cenizas

CENIZAS	
	Masa [g]
Crisol vacío	10.6768
Crisol con muestra	12.1769
Crisol con cenizas	10.6928

Fuente: Alcívar, 2022.

Para determinar el porcentaje en peso de cenizas aplicamos:

$$\%P_{cenizas} = \frac{M_{cenizas}}{M_{muestra}} * 100$$

Donde,

$\%P_{cenizas}$ = Porcentaje en peso de cenizas,

$M_{cenizas}$ = Masa de las cenizas,

$M_{muestra}$ = Masa de la muestra.

Por lo tanto, obtenemos masa de la muestra y de la ceniza:

- *Masa de la muestra*

$$M_m = M_{cm} - M_c$$

Donde,

M_m = Masa de la muestra,

M_{cm} = Masa del crisol con la muestra,

M_c = Masa del crisol.

Entonces:

$$M_m = 12.1769 - 10.6768 \text{ [g]}$$

$$M_m = 1.5001 \text{ [g]}$$

- *Masa de las cenizas*

$$M_{cz} = M_{ccz} - M_c$$

Donde,

M_{cz} = Masa de las cenizas,

M_{ccz} = Masa del crisol con las cenizas,

M_c = Masa del crisol.

Entonces:

$$M_{cz} = 10.6928 - 10.6768 \text{ [g]}$$

$$M_{cz} = 0.016 \text{ [g]}$$

Determinamos el porcentaje en peso de cenizas en la muestra:

$$\%P_{cenizas} = \frac{0.016}{1.5001} * 100$$

$$\%P_{cenizas} = 1.07$$

3.1.5. Punto de Inflamación

En la Tabla 10 se representa el punto de inflamación obtenido de la muestra de crudo de Pungarayacu:

Tabla 10. Datos de punto de inflamación

PUNTO DE INFLAMCIÓN	
Unidad	
°C	170.7

Fuente: Alcívar, 2022.

3.1.6. Punto de Combustión

En la Tabla 11 se representa el punto de combustión de la muestra de crudo de Pungarayacu:

Tabla 11. Datos de punto de combustión

PUNTO DE COMBUSTIÓN	
Unidad	
°C	179.7

Fuente: Alcívar, 2022.

3.1.7. Residuos carbonosos (Carbón Conradson)

En la Tabla 12 se presentan los datos obtenidos en el ensayo de residuos carbonosos de la muestra de crudo de Pungarayacu:

Tabla 12. Datos de carbón Conradson

RESIDUOS DE CARBON	
	Masa [g]
Crisol vacío	10.6768
Crisol con muestra	12.1769
Crisol con residuos	11.0366

Fuente: Alcívar, 2022.

Para determinar el porcentaje en peso de residuos carbonosos en la muestra, aplicamos:

$$\%P_{RC} = \frac{M_{RC}}{M_m} * 100$$

Donde,

$\%P_{RC}$ = Porcentaje en peso de residuos carbonosos,

M_{RC} = Masa de los residuos carbonosos,

$M_{muestra}$ = Masa de la muestra.

Por lo tanto, obtenemos la masa de la muestra y de los residuos carbonosos:

- *Masa de la muestra*

$$M_m = M_{cm} - M_c$$

Donde,

M_m = Masa de la muestra,

M_{cm} = Masa del crisol con la muestra,

M_c = Masa del crisol.

Entonces:

$$M_m = 12.1769 - 10.6768 \text{ [g]}$$

$$M_m = 1.5001 \text{ [g]}$$

- *Masa de los residuos de carbón*

$$M_{RC} = M_{cRC} - M_c$$

Donde,

M_{RC} = Masa de los residuos carbonosos,

M_{cRC} = Masa del crisol con residuos carbonosos,

M_c = Masa del crisol.

Entonces:

$$M_{cZ} = 11.0366 - 10.6768 \text{ [g]}$$

$$M_{cZ} = 0.3598 \text{ [g]}$$

Determinamos el porcentaje en peso de los residuos carbonosos en la muestra:

$$\%P_{RC} = \frac{0.3598}{1.5001} * 100$$

$$\%P_{RC} = \mathbf{23.98}$$

3.1.8. Poder calórico bruto

En la Tabla 13 se representa el poder calórico bruto de la muestra de crudo de Pungarayacu:

Tabla 13. Datos de poder calórico

PODER CALÓRICO	
Unidad	
kcal/kg	9052.3

Fuente: Alcívar, 2022.

3.1.9. Composición del crudo

En la Tabla 14 se representa la composición de la muestra de crudo de Pungarayacu:

Tabla 14. Datos de composición del crudo

COMPOSICIÓN DEL CRUDO	
Unidad	%
Contenido Aromáticos	41.58
Contenido Naftenos	32.63
Contenido Parafinas	25.79

Fuente: Alcívar, 2022.

3.2. RESULTADOS

En la tabla 15 se presentan los resultados obtenidos de cada una de las pruebas realizadas durante la caracterización de la muestra del crudo de Pungarayacu.

Tabla 15. Resultados de la caracterización

CARACTERIZACIÓN FÍSICOQUÍMICA DEL CRUDO DE PUNGARAYACU		
PROPIEDAD	UNIDAD	RESULTADO
BSW	%	3.2
Gravedad API	°API	7.3
Densidad relativa a 60°F	60/60	1.0193
Poder Calórico Bruto	kcal/kg	9052.3
Contenido Aromáticos	%	41.58
Contenido Naftenos	%	32.63
Contenido Parafinas	%	25.79
Punto de Inflamación	°C	170.7
Punto de Combustión	°C	179.8
Contenido de Azufre	%Peso	3.0177
Residuos de Carbón	%Peso	23.98
Cenizas	%Peso	1.07

Fuente: Alcívar, 2022.

En la Tabla 16 se presenta la caracterización fisicoquímica del crudo de Pungarayacu según Andrango y Castro (2009):

Tabla 16. Características físicas y químicas del crudo de Pungarayacu

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y QUÍMICAS DEL CRUDO DE PUNGARAYACU		
PROPIEDAD	UNIDAD	RESULTADO
Peso específico	g/cm ³	1.07
Gravedad API	°API	5.5
Densidad relativa a 60 °F	60/60	1.07
Poder Calórico Bruto	kcal/kg	9887.4
Punto de Inflamación	°C	168.7
Punto de Combustión	°C	176.8
Contenido de Azufre	%Peso	3.29
Factor de caracterización	Kuop	10.2
Punto de ablandamiento	°C	42.2

Fuente: Andrango y Castro (2009)

Como se puede observar en las Tablas 15 y 16, de acuerdo a la gravedad API se tiene que existe una diferencia de 1.8 °API; sin embargo, ambos valores continúan dentro de la clasificación de crudos según su gravedad API, como extrapesados. En el caso del poder calórico se tiene un menor valor en la Tabla 15 pero ambos se encuentran dentro del rango normal de un crudo extrapesado (9000 – 11000 kcal/kg). En la tabla 16 se tiene un Kuop = 10.67, valor que clasifica al crudo según su composición como aromático; y, al observar la Tabla 15, de acuerdo a la composición del crudo, se tiene que la familia de hidrocarburo predominante es la de aromáticos. Los puntos de inflamación y combustión llevan alta correspondencia entre ambas tablas. Refiriéndose al contenido de azufre, los resultados de ambas tablas clasifican al crudo según su contenido de azufre, como crudo agrio. Al considerar valores de cenizas y residuos carbonosos, se espera en la caracterización de Andrango y Castro valores menores a los de la Tabla 15; puesto que, presentan un poder calórico superior y dichas propiedades se encuentran estrechamente relacionadas de manera inversa. En términos generales, se obtuvo gran concordancia entre los resultados obtenidos en ambas caracterizaciones.

3.3. DISCUSIÓN

- La caracterización del crudo de Pungarayacu fue llevada a cabo bajo diferentes ensayos que fueron realizados con una misma muestra de crudo; esto fue decidido con el fin de que los datos obtenidos no presenten diferencia con otras muestras que hubieran presentado características diferentes, de esta manera se asegura una mejor reproducibilidad de los datos.
- El porcentaje de BSW es un indicador de la cantidad de agua y sedimentos que un hidrocarburo posee. Es utilizado como referencia para la comercialización del crudo. En el caso del Ecuador, este indicador debe ser menor al 1 % en barriles fiscales de petróleo. Si el indicador es elevado se deberá realizar procesos de deshidratación para mejorar la calidad del crudo. El ensayo llevado a cabo para determinar este valor fue el de centrifugación; cabe recalcar que la prueba más óptima es la de destilación.
- La gravedad API es el criterio más empleado para clasificar un crudo, además, es un factor que gobierna la calidad y el precio del petróleo a nivel mundial. A partir de una muestra representativa de crudo, se determinó en pruebas de laboratorio la densidad relativa y con esta se derivó la gravedad API.
- Los residuos de carbón son un indicativo del contenido de asfalto del crudo y de la cantidad de fracción base lubricante que puede ser recuperada. El valor de esta propiedad es muy útil en la industria ya que permite conocer la tendencia del combustible y de los aceites lubricantes a depositar algún residuo carbónico en el fondo de recipientes contentivos, información necesaria en el diseño de unidades de operación.
- El poder calórico es un criterio de valoración de gran importancia desde el punto de vista económico y, por lo tanto, industrial de un crudo. Esta propiedad está estrechamente relacionada con la gravedad específica, contenido de cenizas y residuos de carbón, presentando una relación de proporción inversa; es decir, a mayor poder calórico, menor gravedad específica, contenido de cenizas y residuos de carbón.

- El contenido de azufre en un crudo puede estar comprendido entre un 0.5 – 5 % en peso. Cuando un compuesto presenta elevados índices de contenido de azufre, puede provocar corrosión en tuberías y depósitos o recipientes que lo contienen, también disminuyen la vida útil de los catalizadores (en procesos de refinación), deterioran los productos y les provocan mal olor, reducen el tiempo de duración de aceites lubricantes, entre otras.
- En general, cuanto más bajo es el punto de inflamación, mayor será la posibilidad de incendio durante el almacenamiento en tanque por efecto de una chispa o de una llama. Este valor permite saber hasta qué punto un producto puede ser calentado sin peligro; y, con el punto de combustión, se logra determinar desde qué temperatura se mantiene la ignición.
- Para determinar la familia hidrocarburífera predominante de la muestra del crudo de Pungarayacu, se determina el tipo de hidrocarburo mediante un indicador de adsorción fluorescente usado a elevadas temperaturas. Esto emite valores porcentuales en volumen de aromáticos, parafinas y naftenos o saturados.

4. TRATAMIENTOS PARA RECUPERACIÓN DEL CRUDO EXTRAPESADO DEL CAMPO PUNGARAYACU

El campo Pungarayacu posee petróleo pesado y extrapesado; sin embargo, es más caro de producir que el petróleo liviano o convencional. La mayoría de los petróleos pesados no son recuperables en su forma natural o a través de métodos de producción convencionales. No obstante, en los últimos años, el incremento de la demanda energética mundial y las innovaciones tecnológicas han convertido al petróleo pesado en un recurso viable. La alta viscosidad y densidad del petróleo pesado son un inconveniente para la recuperación del crudo, por lo que se requiere de un tratamiento de recuperación secundaria para poder explotarlo. La estimulación cíclica por vapor de agua y el desplazamiento por vapor de agua son los procesos termales más comunes de recuperación de petróleo pesado. (Guevara, 2017)

La estimulación cíclica por vapor de agua es un método de un solo pozo que se aplica en etapas. Este método también conocido como impregnación con vapor, se inicia mediante la inyección de vapor en el pozo. Durante el período de impregnación de vapor, el petróleo se calienta para reducir su viscosidad y posibilitar la producción. Por último el petróleo y el agua se llevan a superficie y se separan y el proceso se reitera (Alvarado, 1989).

El desplazamiento por vapor de agua es un método de pozos múltiples, en el que el vapor es inyectado continuamente en uno o más pozos y el petróleo es desplazado hacia los pozos de producción. Para este método los pozos se posicionan normalmente en esquemas regulares (Alvarado, 1989).

La explotación en minas a cielo abierto es otro de los diversos métodos de recuperación, donde el tratamiento térmico con agua caliente es aplicado una vez que el operador excava los depósitos de arenas petrolíferas cercanos a la superficie y de gran espesor y transporta las arenas a las plantas de procesamiento.

Al referirse a los tratamientos térmicos, es imperante resaltar que la inversión en la generación de vapor para producir un barril de petróleo mediante inyección continua de vapor es de aproximadamente 40 USD (Guevara, 2017).

La explotación de minas a cielo abierto es un método que ha sido utilizado en Canadá con elevados índices de recuperación, pero las tasas asociadas de emisión de dióxido de carbono y daño ambiental han generado preocupación a la comunidad científica.

La combustión en sitio, también conocida como fireflooding, implica el movimiento de un frente de combustión dentro del yacimiento. Utilizado desde hace más de noventa años, este método moviliza petróleos de alta viscosidad a partir del calor proporcionado por la combustión (Alvarado, 1989).

5. FACILIDADES DE SUPERFICIE

Las Facilidades de Superficie son definidas como un conjunto de líneas, válvulas, controles y sistemas de adecuación que cambian las propiedades de los fluidos provenientes de los pozos en forma de mezcla, a propiedades con estándares de calidad para su posterior comercialización; y, en otros casos llevar a los fluidos a condiciones óptimas para tratamientos industriales más complejos, tales como la industrialización de hidrocarburos.

Para el diseño de las facilidades de superficie (ver figura 4), se debe partir con las estaciones de flujo, lugar donde se realizan los tratamientos del crudo que viene de los campos de explotación. Considerando que el crudo de Pungarayacu es extrapesado y es obtenido con un proceso de recuperación térmico, se debe mantener en los sistemas de tuberías (método más común para transportar los fluidos desde el área de explotación hasta la estación) la temperatura necesaria para poder movilizar al crudo. Una vez que llega a la estación de flujo, se espera separar al fluido en sus tres componentes básicos: petróleo, gas y agua.

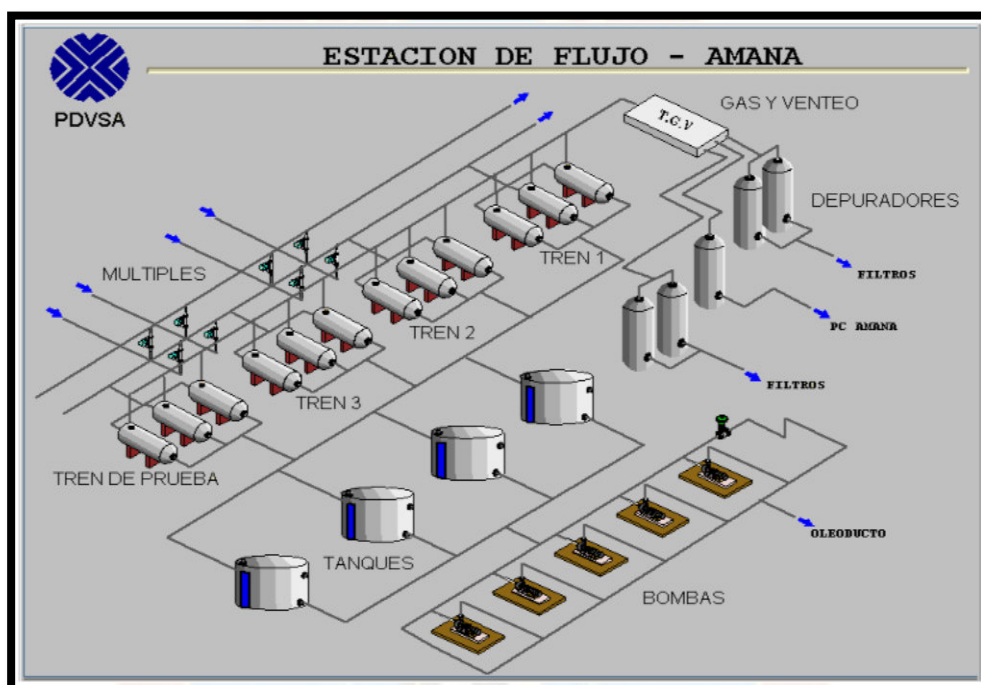


Figura 4. Estación de Flujo

Fuente. Hernández, 2008.

El proceso de tratamiento en la estación se realiza mediante una serie de sub-procesos; entre ellos tenemos separación, deshidratación, almacenamiento, bombeo, etc. Una vez mejoradas las propiedades del crudo, este es enviado a la estación de descarga para su posterior fiscalización o, de ser necesario algún tipo de tratamiento extra para cumplir con las especificaciones de calidad, darle un tratamiento final (Fernández, s.f.).

6. CONCLUSIONES

- La caracterización del crudo pesado, en todas las etapas de producción del yacimiento, permitirá comprender su comportamiento y así poder aplicar los correctivos necesarios para mejorar su calidad y optimizar su aprovechamiento en cuanto a transporte, almacenamiento y comercialización.
- El porcentaje de BSW obtenido es de 3.2 % en volumen, siendo este muy elevado comparándolo con el exigido por el Estado ecuatoriano para su comercialización (<1 % en volumen), por lo que se debería someter a algún método eficiente de deshidratación para mejorar la calidad del mismo.
- Se determinó la gravedad API derivándola de la densidad relativa, que es 7.3 °API; considerando el valor de esta propiedad, este crudo es clasificado como extrapesado de acuerdo a la clasificación de crudos según su densidad API, información valiosa para determinar los diferentes procesos de tratamiento posteriores.
- El valor obtenido para residuos carbonosos en el crudo Pungarayacu es del 23.98 % en peso, que al compararlo con el 1.2 % en peso del fuel-oil (combustible utilizado en la industria), es un indicativo de que no se debería utilizar como combustible sin un previo tratamiento, ya que podrían presentarse pérdidas por una acumulación de residuos que provoque daño en los equipos o por detener las operaciones para realizar limpieza y mantenimiento en los equipos.
- El contenido de azufre obtenido en el crudo de Pungarayacu es del 3.02 % en peso, valor que acuerdo a la clasificación del petróleo según su contenido de azufre, lo clasifica como un crudo agrio (mayor a 1 % en peso), que se traduce en gastos más elevados de tratamiento y refinación.
- El poder calórico obtenido del crudo de Pungarayacu es de 9052.3 kcal/kg (16283.24 BTU/lb), el mismo que se encuentra dentro del rango de 9000 – 11000 kcal/kg (16189 – 19787 BTU/lb) del valor promedio de un crudo. Si se lo compara con el fuel-oil de 10300 kcal/kg (18527.6 BTU/lb), que es utilizado como combustible en equipos usados en termoeléctricas, este crudo también puede

ser utilizado como fuente de energía alterna para equipos que generen otro tipo de energía.

- De acuerdo con el contenido de cenizas obtenido en el crudo de Pungarayacu (1.07 % en peso) muy por encima al del fuel-oil (0.2 % en peso), se concluye que presenta un alto índice de “suciedad”, esto implica que después de un proceso de combustión, los equipos pueden presentar problemas debido a la aglomeración de cenizas en su sistema.
- El punto de Inflamación del crudo Pungarayacu es de 170.7 °C, valor que comparado con los 82 °C del fuel-oil es muy elevado; por lo tanto, puede ser traducido como un indicativo de seguridad para el transporte y almacenamiento del mismo.
- Según los datos obtenidos de la composición del crudo (naftenos = 32.63 %, parafinas = 25.79 % y aromáticos = 41.58 %) se determina que el crudo de Pungarayacu es de base aromática.
- Los tratamientos térmicos utilizados para la recuperación del crudo de Pungarayacu utilizan vapor de agua, y la inversión en la generación de vapor para producir un barril de petróleo mediante las estimulaciones térmicas es de aproximadamente 40 USD, es por este motivo que el proyecto se vuelve rentable si el precio del barril actual de petróleo se mantiene en aproximadamente 100 USD.
- Para el diseño de las facilidades de superficie se debe considerar que el crudo de Pungarayacu ha recibido una estimulación térmica, por lo que se debe utilizar material aislante en las líneas de superficie para reducir las pérdidas de calor y así mantener la movilidad hasta la estación donde reciba su debido tratamiento.

7. RECOMENDACIONES

- En ensayos donde se manejan altas temperaturas, como el de residuos carbonosos, se deben mantener los hornos cerrados durante la fase de calentamiento, ya que la presencia de oxígeno podría encender la muestra, y en cuyo caso tocaría repetir la prueba.
- Se recomienda obtener el porcentaje de BSW a partir del método de destilación (método más exacto), y hacer una comparación del resultado con el obtenido por el método de centrifugación realizado en este trabajo para definir la variación entre ambos ensayos.
- Se recomienda realizar una tabla comparativa de las propiedades fisicoquímicas entre el crudo Pungarayacu y otros derivados de petróleo para analizar como varían los resultados del poder calórico con respecto al contenido de cenizas, densidad relativa y residuos carbonosos para corroborar la relación inversa que existe entre dichas propiedades.
- Se recomienda realizar un trabajo de investigación que ejecute una cromatografía de gases o una destilación ASTM o TBP a una muestra de crudo de Pungarayacu, y obtener un factor de caracterización (Kuop) con el fin de corroborar que el crudo mantiene su base aromática.
- Se recomienda realizar un estudio de impacto ambiental que permita conocer la viabilidad de un proyecto de minería a cielo abierto en el campo Pungarayacu, ya que los índices de recuperación del crudo extrapesado han demostrado ser elevados.

8. BIBLIOGRAFÍA

Orcini, C., Torres, J., & Arellano, M. Caracterización de Productos Petroleros mediante las normas ASTM. *Paper, Universidad de Los Andes, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química, Mérida, Venezuela.*

Cortez Navas, S. J., & Lema Sarabia, C. F. (2019). *Evaluación en un modelo físico experimental de la técnica SAGD combinada con aditivos para la recuperación de crudo pesado del campo Pungarayacu* (Master's thesis, Quito: UCE).

Zamora Aguilar, E. I. (2019). *Caracterización físico-química del crudo napo en la Refinería Estatal Esmeraldas (REE)* (Bachelor's thesis, Quito, 2019.).

Paucar Rojana, M. A. (2017). *Estudio sobre la aplicación de nanopartículas para mejorar la recuperación de hidrocarburos* (Bachelor's thesis, Quito, 2017.).

Andrango Chacón, C. M., & Castro Amán, D. I. (2009). *Estudio de recuperación de grupos pesados en el campo Pungarayacu mediante inyección de vapor de agua utilizando tecnología actual* (Bachelor's thesis, QUITO/EPN/2009).

Calle de la Torre, S. P. (2014). *Caracterización comparativa TBP y cromatográfica del crudo extrapesado extraído de las arenas de Pungarayacu* (Bachelor's thesis, Quito, 2014.).

Landeta Avellaneda, G. A. (2014). *Caracterización y evaluación de crudos pesados del oriente ecuatoriano* (Bachelor's thesis, Quito: UCE).

Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (Eds.). (2004). *La cuenca Oriente: geología y petróleo* (Vol. 144). Institut français d'études andines.

DÍAZ, M., Baby, P., Rivadeneira, M., & Christophoul, F. (2003, September). El Pre-apertense en la cuenca Oriente ecuatoriana. In *8th Simposio Bolivariano-Exploracion Petrolera en las Cuencas Subandinas* (pp. cp-33). European Association of Geoscientists & Engineers.

Michelena Rosero, J. C., & Regalado Padilla, E. R. (2017). *Screening de métodos de recuperación mejorada de petróleo con potencial de aplicarse en el campo Pungarayacu–Bloque 20* (Bachelor's thesis, Quito: UCE.).

Færgestad, I.M. (2016). *Petróleo Pesado*. Recuperado de: <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/defining-heavyoil-jan-2016.ashx>.

Fernández, R. (s.f.). *Facilidades de Superficie*. Recuperado de: https://www.academia.edu/34712088/Facilidades_de_superficie

Alvarado, D., Bánzer, C., & Rincón, A. (2002). Recuperación térmica de petróleo. *Caracas*, 8, 203.

Douglas, A., & Carlos, B. (Marzo, 1989). Recuperación Térmica de Petróleo. *Maracaibo, Venezuela*.

Guevara Lema, K. M. (2017). *Análisis de inyección continua de vapor para recuperación de crudo pesado y extra pesado para un campo de la Amazonía ecuatoriana*. (Bachelor's thesis, Quito, 2017.).

HERNANDEZ MARTINEZ, O. E. (2008). Propuesta de mejoras en el proceso de separación crudo-gas en la estación de flujo amana de la up pirital del distrito norte, pdvsa.