UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

"CARACTERIZACIÓN DE MUESTRAS DE CRUDO PARA EL ANÁLISIS DEL ROMPIMIENTO DE EMULSIONES Y LA OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE SEPARACIÓN DE CRUDO."

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

DANIELA XIOMARA MERCHÁN CORNEJO

TUTOR:

ING. CARLOS ALFREDO MALAVÉ CARRERA, MS.c

LA LIBERTAD, ECUADOR

2024

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

"CARACTERIZACIÓN DE MUESTRAS DE CRUDO PARA EL ANÁLISIS DEL ROMPIMIENTO DE EMULSIONES Y LA OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE SEPARACIÓN DE CRUDO"

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

DANIELA XIOMARA MERCHAN CORNEJO

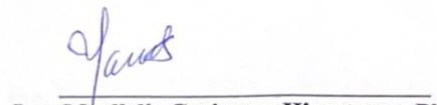
TUTOR:

ING. CARLOS ALFREDO MALAVÉ CARRERA, (MS.c)

LA LIBERTAD – ECUADOR

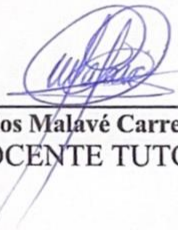
2024

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

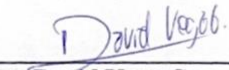


Ing. Marllelis Gutierrez Hinestroza, PhD.
DIRECTORA DE CARRERA

Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.
DOCENTE TUTOR



Ing. David Vega G.
SECRETARIA DEL TRIBUNAL

Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.
DOCENTE DE LA UIC

DEDICATORIA

Dedico con profundo afecto este trabajo a mis padres, Daniel y Alexandra Merchán y a mi hermano Santiago. Me brindaron protección, apoyo y sobre todo, su amor, acompañándome en cada paso de este proceso.

A mi colega, Ing. Edison Campoverde, mi profesor, además de ser un excelente educador, se convirtió en un buen amigo cuyas recomendaciones y consejos han sido fundamentales para llegar hasta donde me encuentro actualmente.

A mis queridos amigos, Emily, Hernán y Arón, les dedico un agradecimiento especial. Han sido el pilar de mi desarrollo universitario, vivos ejemplos de apoyo y amistad que atesoraré para siempre.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema **"CARACTERIZACIÓN EXPERIMENTAL DE MUESTRAS DE CRUDO PARA EL ANÁLISIS DEL ROMPIMIENTO DE EMULSIONES Y LA OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE SEPARACIÓN DE CRUDO"** elaborado por la estudiante **DANIELA XIOMARA MERCHÁN CORNEJO**, egresada de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio COMPILATIO, y luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 8% de la valoración permitida.

FIRMA DEL TUTOR

Firmado electrónicamente por:
CARLOS ALFREDO MALAVE CARRERA

Ing. Carlos Malavé Carrera

C.I.: 0912370095

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Daniela Xiomara Merchán Cornejo-, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado "**CARACTERIZACIÓN DE MUESTRAS DE CRUDO PARA EL ANÁLISIS DEL ROMPIMIENTO DE EMULSIONES Y LA OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE SEPARACIÓN DE CRUDO"**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,

_____

Daniela Xiomara Merchán Cornejo
Autor de Tesis
C.I.: 2450109133

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Carlos Malavé, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **CARACTERIZACIÓN DE MUESTRAS DE CRUDO PARA EL ANÁLISIS DEL ROMPIMIENTO DE EMULSIONES Y LA OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE SEPARACIÓN DE CRUDO**, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por la Sr/a. Daniela Xiomara Merchán Cornejo, egresado de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

ING. CARLOS MALAVÉ, MSC.
TUTOR
C.I.: 0912370095

CERTIFICACIÓN GRAMATOLÓGICA

La Libertad, julio 13 de 2024.

Yo, *Alexi Javier Herrera Reyes*, con *C.I 0924489255*, *Magister en Diseño y Evaluación de Modelos Educativos*, por medio de la presente **CERTIFICO:** Que he revisado la redacción y ortografía del contenido del proyecto de Integración Curricular: **"CARACTERIZACIÓN EXPERIMENTAL DE MUESTRAS DE CRUDO PARA EL ANÁLISIS DEL ROMPIMIENTO DE EMULSIONES Y LA OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE SEPARACIÓN DE CRUDO",** elaborado por la egresada **MERCHAN CORNEJO DANIELA XIOMARA, previo a la obtención del título de: INGENIERO/A EN PETRÓLEOS.**

Para efecto he procedido a leer y analizar de manera profunda el estilo y la forma del contenido del texto:

- Se denota pulcritud en la escritura en todas sus partes.
- La acentuación es precisa.
- Se utilizan los signos de puntuación de manera acertada.
- Hay concreción y exactitud en las ideas.
- No incurre en errores en la utilización de las letras.
- Se maneja con conocimiento y precisión de la morfosintaxis.
- El lenguaje es pedagógico, académico, sencillo y directo; por lo tanto, es de fácil comprensión.

Por lo expuesto y en uso de mis derechos como Magister en Diseño y Evaluación de Modelos Educativos, recomiendo la VALIDEZ ORTOGRÁFICA de su tesis previo a la obtención del Título de INGENIERO/A EN PETRÓLEOS y dejo a vuestra consideración el certificado de rigor para los efectos legales correspondientes.

Es todo cuanto puedo manifestar en honor a la verdad.

Atentamente,

Firmado electrónicamente por:
ALEXI JAVIER HERRERA REYES

Docente de Español A: Literatura
C.I. 0924489255
Reg. Senescyt: 1050-14-86052904
Cuarto Nivel
Teléfono: 0962989420
e-mail: alexiherrerareyes@hotmail.com

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi profundo agradecimiento, a Dios por acompañarme a lo largo de todas las etapas de mi vida. También agradezco a mis padres por ser mis guías espirituales, y a mis familiares, amigos y compañeros por brindarme apoyo incondicional.

Es fundamental reconocer el respaldo invaluable de mis padres Daniel y Alexandra ,y mi hermano Santiago. Hubo momentos en los que pensé en rendirme y dejar que los problemas y la desesperación ganaran, pero gracias a sus palabras de aliento y su presencia a mi lado, pude superar esos desafíos y lograr este triunfo.

Agradezco con profundo afecto a mi querida mamita Dora, quien se esforzó hasta sus últimos días por ser la mejor alumna, mamá y abuelita. Estoy cumpliendo finalmente con uno de sus más preciados sueños y anhelo que siga acompañándome en mis próximos proyectos.

Gracias Dorita, por ser mi fuente constante de energía, aliento y motivación.

Mi agradecimiento especial al Ing. Carlos Malavé, MSc., mi tutor de tesis, quien contribuyó con numerosas ideas y permitió el desarrollo de este trabajo con su orientación, además de valiosos consejos que enriquecieron esta investigación.

Por último, expreso mi gratitud a la Universidad Estatal Península de Santa Elena. Cada docente que dedicó tiempo a enseñar, tiene un lugar especial en mi corazón, sus enseñanzas contribuyen de manera significativa a futuros proyectos.

CONTENIDO

Pág.

DEDICATORIA ..... *ii*

DECLARACIÓN DE AUTORÍA ..... *iv*

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR ..... *v*

AGRADECIMIENTOS ..... *vii*

CONTENIDO ..... *viii*

LISTA DE FIGURAS ..... *x*

LISTA DE TABLAS ..... *xi*

RESUMEN ..... *xii*

ABSTRACT ..... *xiii*

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN *14*

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN **14**

1.2 JUSTIFICACIÓN **14**

1.3 ANTECEDENTES **15**

1.4 HIPÓTESIS **16**

1.5 OBJETIVOS **17**

1.5.1 Objetivo General 17

1.5.2 Objetivos Específicos 17

1.6 ALCANCE **17**

1.7 VARIABLES **18**

1.7.1 Variables Dependientes: 18

1.7.2 Variables Independientes 18

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO *19*

2.1 PROPIEDADES DEL CRUDO **19**

2.1.1 Propiedades Físicas Del Crudo 19

1.7.2 Propiedades Químicas Del Crudo 21

2.1.3 Importancia De Las Propiedades Del Crudo 23

2.2 FORMACIÓN Y TIPOS DE EMULSIONES **25**

2.2.1 Tipos de Emulsiones 26

2.2.2 Estabilidad de las Emulsiones 28

2.3 MÉTODOS DE ROMPIMIENTO DE EMULSIONES **28**

2.3.1 Métodos Químicos 28

2.3.2 Métodos Eléctricos 30

2.3.3 Métodos Mecánicos 31

2.3.4 Método Térmicos 33

2.4 Métodos Para Determinar el Contenido de Agua **33**

2.4.1 Método de Centrifugación 33
2.4.2 Método de Sedimentación y Decantación..... 34
2.4.3 Método Karl Fischer 35
2.4.4 Métodos de Filtración 36

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA 37

3.1 MÉTODO DE LA INVESTIGACIÓN 37

3.2 TIPO DE INVESTIGACIÓN 37

3.3 PROCEDIMIENTOS EMPLEADOS PARA LA CARACTERIZACIÓN..... 38
3.3.1 Selección de Población y Muestra 38
3.3.2 Caracterización de Muestras 38
3.3.3 Rompimiento de Emulsiones 38

3.4 METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL BS&W 38
3.4.1 Procedimiento para determinar el contenido de agua y sedimentos por centrifugación bajo la norma ASTM D -1796. 39

El contenido de agua y sedimentos fueron calculados por la siguiente *ecuación* 1..... 39

3.5 METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL CONTENIDO DE AZUFRE 41
3.5.1 Procedimiento para determinar el contenido de azufre en el petróleo crudo bajo la norma ASTM D -4294. 41

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS 42

4.1 RESULTADOS DE LAS MUESTRAS..... 42

4.2. EFICIENCIA DEL MÉTODO 43

4.3 COMPARACIÓN CON OTROS ESTUDIOS..... 46

4.4 LIMITACIONES DEL ESTUDIO..... 52

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 53

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 56

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1 Representación de una emulsión aceite-agua (Oscar, 2016). 26
Figura 2 Representación de una emulsión agua-aceite (Oscar, 2016). 26
Figura 3 Representación de una emulsión aceite-agua-aceite (Oscar, 2016). 27
Figura 4 Representación de una emulsión agua-aceite-agua (Oscar, 2016). 27
Figura 5 Metodología de la investigación. 37
Figura 6 Procedimiento de lectura de agua y sedimentos ASTMD a 100ml (ASTMD, 2006). 40
Figura 7 Columna comparativa con Torres,2013. 47
Figura 8 Muestra 1 & Torres,2013 47
Figura 9 Muestra 3 & Torres,2013 48
Figura 10 Columna comparativa con Bastidas,2018. 48
Figura 11 Muestra 1 & Bastidas,2018 49
Figura 12 Muestra 3 & Bastidas,2018 49
Figura 13 Columna comparativa muestras & Torres,2013 & Bastidas,2018 50
Figura 14 muestra 1 & Torres,2013 50
Figura 15 muestra 1 & Bastidas,2018 51
Figura 16 muestra 3 & Torres,2013 & Bastidas,2018 51
Figura 17 Solvente para la centrifugación. 67
Figura 18 Las 3 muestras de crudo. 67
Figura 19 Los 3 tubos de centrifugación para el análisis de agua y sedimentos. 68
Figura 20 Demulsificante "Embreak 2W157". 68
Figura 21 Mezcla de 50 ml de solvente y 50ml de la muestra 1. 69
Figura 22 Centrifugación para determinar el contenido de agua y sedimentos bajo la norma ASTM D-1796. 69
Figura 23 Colocación de los tubos en portatubos opuestos. 70
Figura 24 Mezcla de 50 ml de solvente y 50ml de la muestra 2 y 3. 70
Figura 25 Tubos de la muestra 2 y 3 en portatubos opuestos. 71
Figura 26 Inicio de la Centrifugación a 70C por 15 min a 1500 rpm. 71
Figura 27 Retiro de tubos con cuidado de la muestra 1. 72
Figura 28 Retiro de tubos con cuidado de la muestra 2 y 3. 72
Figura 29 Lectura y registro del volumen agua y sedimentos de la muestra 1. 73
Figura 30 Mezcla de 50 ml de solvente y 50ml de la muestra 2. 73
Figura 31 Mezcla de 50 ml de solvente y 50ml de la muestra 3. 74
Figura 32 Analizador de Azufre en petróleo y derivados - SLFA-600 Serie Fluorescencia de rayos X (Domínguez, 2020). 74

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1 Clasificación de los grados API según los crudos (Cortés, 2017). 20
Tabla 2 Contenido de Metales Pesados en el Crudo (Jacinto,2006). 23
Tabla 3 Porcentaje de agua y sedimentos BSW 42
Tabla 4 Porcentaje de Azufre 43

“CARACTERIZACIÓN DE MUESTRAS DE CRUDO PARA EL ANÁLISIS DEL ROMPIMIENTO DE EMULSIONES Y LA OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE SEPARACIÓN DE CRUDO”

Autor: Merchán Cornejo Daniela Xiomara

Tutor: Ing. Carlos Alfredo Malavé Carrera

RESUMEN

La caracterización experimental de las muestras de crudo es esencial para la correcta planificación de los procesos de separación y tratamiento. Proporciona información, lo cual permite optimizar los procesos de refinación y producción. Este estudio evaluó la eficiencia de un método para romper emulsiones de petróleo crudo y analizó las condiciones para la separación. Se agregó un demulsificante a tres muestras crudas después de centrifugarlas durante 15 minutos a 1500 rpm. El contenido de azufre y el agua y sedimentos (BS&W) de las muestras se evaluaron de acuerdo con las normas ASTM. El procedimiento demostró una eficiencia variable. La muestra 1 tenía un volumen de agua y sedimentos de 0,35 ml y un BS&W del 0,7%. Sin embargo, la Muestra 2 mostró limitaciones en la separación con un BS&W del 87% y sedimentos de 43.5 ml. A pesar del alto contenido de parafinas, la Muestra 3 demostró alta eficiencia con solo 0.05 ml de agua y sedimentos y un BS&W de 0.1%. La muestra 1 tenía un 1.453% de azufre, mientras que la muestra 3 tenía un 0.1725%. Se descubrió que las muestras con alto contenido de agua requieren ajustes adicionales, aunque la centrifugación y el demulsificante generalmente funcionan bien.

PALABRAS CLAVE: centrifugación, contenido de agua y sedimentos, demulsificante.

“CHARACTERIZATION OF RAW SAMPLES FOR ANALYSIS OF EMULSION RUPTURE AND OPTIMIZATION OF THE RAW SEPARATION PROCESS”

Autor: Merchán Cornejo Daniela Xiomara

Tutor: Ing. Carlos Alfredo Malavé Carrera

ABSTRACT

Experimental characterization of raw samples is essential for proper planning of separation and treatment processes. It provides information to optimize refining and production processes. This study evaluated the efficiency of a method for breaking crude oil emulsions and analysed the conditions for separation. A demulsifier was added to three raw samples after centrifuging them for 15 minutes at 1500 rpm. The sulphur Bottom Sediments and Water (BS&W) of the samples were assessed in accordance with ASTM standards. The procedure demonstrated variable efficiency. The sample 1 had a water and sediment volume of 0.35 ml and a 0.7% BS&W. However, sample 2 showed separation limitations with a BS&W of 87% and sediments of 43.5 ml. Despite the high content of paraffins, sample 3 demonstrated high efficiency with only 0.05 ml of water and sediments and a 0.1% BS&W. Sample 1 contained 1.453% sulfur, while sample 3 contained 0.1725%. It was found that samples with high water content require additional adjustments, although centrifugation and demulsifier generally work well.

KEYWORDS: centrifugation, content of water and sedment, demulsificant.

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

El planteamiento del problema radica en la necesidad de separar la emulsión formada por el petróleo y el agua en las operaciones producción, así como encontrar métodos eficientes y efectivos para caracterizar las propiedades físicas de muestras de crudo. Algunas técnicas que se pueden utilizar para esto incluyen la medición de la densidad, viscosidad, contenido de agua y contenido de sólidos en las muestras de crudo. Estas caracterizaciones son fundamentales para comprender y optimizar los procesos de producción de petróleo.

Es importante mencionar que la separación de la emulsión formada por el petróleo y el agua en las operaciones de producción también es un desafío. Se requieren métodos eficientes para lograr una separación efectiva y garantizar la calidad del crudo obtenido. La emulsión puede afectar la eficiencia de los procesos de producción y es necesario investigar y desarrollar técnicas que permitan una separación más eficiente.

Debido a que una separación deficiente no solo puede ser un agravante de daños a los equipos o problemas en la valoración del petróleo al momento de ser comercializado.

1.2 JUSTIFICACIÓN

La justificación de los procesos de análisis o caracterización de las muestras de crudo es de vital importancia en la industria petrolera. Estos procesos permiten obtener información precisa sobre las propiedades físicas y químicas del petróleo, lo cual resulta fundamental para la correcta planificación de los procesos de separación y tratamiento.
La caracterización experimental de las muestras de crudo implica la realización de diversos análisis y pruebas. Estos estudios permiten determinar la densidad, contenido de azufre, contenido de agua y otras propiedades relevantes del petróleo. Estos datos son fundamentales para diseñar y optimizar los procesos de separación y tratamiento, así como para garantizar la calidad y eficiencia en la producción de productos derivados del petróleo.

La caracterización experimental es un pilar fundamental en la planificación de los procesos de refinación y producción de productos petrolíferos. A partir de los resultados obtenidos en los análisis, se pueden tomar decisiones informadas sobre las condiciones óptimas de separación y tratamiento del petróleo. Además, estos datos son clave para evaluar la calidad del crudo y determinar su valor comercial.

Por lo tanto, es posible aseverar que la caracterización experimental de las muestras de crudo es esencial para la correcta planificación de los procesos de separación y tratamiento. Proporciona información precisa y detallada sobre las propiedades del petróleo, lo cual permite optimizar los procesos de refinación y producción de productos derivados del petróleo. Esta información garantiza la calidad y eficiencia en la producción de productos petrolíferos, contribuyendo así al éxito y rentabilidad de la industria petrolera.

1.3 ANTECEDENTES

En investigaciones que han sido realizadas anteriormente, se identificó a (Lopez Santillan, 2018). Quien desarrolló su trabajo en el campo AMO y YURALPA de los diferentes campos del Oriente ecuatoriano, buscó estudiar el comportamiento de los crudos pesados para su optimización en el análisis de pruebas de laboratorio considerando la viscosidad y la temperatura del crudo pesado con la finalidad de obtener un porcentaje de demulsificante. Se basó en el estudio de dos muestras mediante la utilización de las normas ASTM y pruebas de laboratorio con el uso del viscosímetro Saybolt, concluyendo así que adicionar un demulsificante aporta a la fluidez del crudo, el crudo del Campo AMO, su viscosidad es de 25.83 cst, y el crudo del Campo YURALPA, es de 25.36 cst a una temperatura de 70 C y 15% de demulsificante.

(Cardona Bonilla, 2019) Presenta la clasificación y factores que afectan a la estabilidad de las emulsiones en el campo Capella haciendo uso de tres métodos Nanofluidos, Dilución y Desasfaltado bajo el análisis comparativo entre ellos y definir cuál es el más adecuado, como conclusión se llegó a que el método de Dilución es el único que alcanza el parámetro de calidad <0.5% además de ser el más seguro al tomar en cuenta las facilidades que se presentan en dicho campo con la única dificultad de ser el más costosO, mayor capacidad operativa, en caso de vender crudo puro de Capella el mejor es el calentamiento y química, que ofrecer un mejor desempeño en la reducción del tiempo en los tratamientos.

(Luz Maria Utria Robinson, 2017) En el campo de los llanos orientales en Colombia se examinó 6 bases mediante la prueba de botella para escoger la de mayor efectividad en el tratamiento químico para deshidratación de crudo; de las cuales, las bases 1,2 y 4 presentaron mayor efectividad de remoción en un total del 70% y en 20 - 22 horas de prueba aproximadamente en condiciones experimentales, la fórmula de rompedor generó valores base 2 al 10%, base 1 al 30% y base 4 al 10%, en dosificaciones de 100 ppm – 200 ppm, comparando junto a la referencia se llegó a la conclusión que sería una opción económicamente rentable en optimización.

(Vega Alban, 2022). Realizó su investigación en el campo Shushufindi del Oriente Ecuatoriano, aplicando la simulación del Software aspen Hysys reduciendo contenido y sedimentos BSW, debido al contenido actual que supera el 20% con el fin de optimizar el BSW de las facilidades de deshidratación, concluyendo así que la estación Aguarico localizada en el campo Shushufindi tiene problemas de deshidratación lo que afecta las condiciones de calidad, logrando así determinar la optimización de deshidratación de crudo en 0.6%.

1.4 HIPÓTESIS

La hipótesis plantea que con estudios de caracterización de muestras se puede determinar la mejor forma de romper la emulsión formada por petróleo y el agua.

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 Objetivo General

La caracterización de muestras de crudo nos permitirá identificar el método más eficiente de la emulsión formada por el petróleo y el agua, optimizando los tiempos de retención del proceso de separación.

1.5.2 Objetivos Específicos

- Identificar las propiedades físicas y/o químicas de las muestras de crudo.
- Analizar la eficiencia del método seleccionado para el rompimiento de emulsiones.
- Establecer las condiciones óptimas para una separación eficiente.
- Evaluar los resultados obtenidos de las muestras de crudo.

1.6 ALCANCE

La caracterización experimental de muestras de crudo es un proceso fundamental para comprender y optimizar los diferentes aspectos relacionados con la extracción y procesamiento de petróleo. A través de esta caracterización, se busca obtener información precisa y detallada sobre las propiedades físicas y/o químicas de las muestras de crudo, lo cual permitirá desarrollar estrategias eficientes y efectivas para la separación y tratamiento de dichas muestras.

Al obtener información precisa sobre las propiedades del crudo, se podrá determinar las condiciones óptimas para llevar a cabo los procesos de separación y tratamiento. Esto implica establecer parámetros, que permitan obtener los mejores resultados en términos de eficiencia y calidad de los productos obtenidos.

Durante el proceso de caracterización experimental, se realizarán pruebas exhaustivas utilizando diferentes técnicas y equipos especializados. Esto incluirá análisis de densidad, contenido de azufre, contenido de agua, entre otros parámetros relevantes. Estos análisis

proporcionarán datos clave que nos ayudarán a comprender las características y comportamiento del crudo en estudio.

Es importante destacar que la caracterización experimental no solo brinda información valiosa sobre las propiedades del crudo, sino que también permite evaluar la viabilidad de diferentes técnicas de separación y tratamiento. Esto implica analizar la eficacia de métodos de separación.

1.7 VARIABLES

1.7.1 Variables Dependientes:

- **Contenido de agua:** Porcentaje de agua presente en el crudo después del proceso de separación, menor cantidad de agua indica un proceso más eficaz.
- **Método de separación:** El método separación utilizado puede inferir en el rendimiento de la separación, lo que juega un papel importante en el ámbito económico. Debido a que para comercializar el hidrocarburo se debe cumplir con un porcentaje mínimo de agua.

1.7.2 Variables Independientes

- **Temperatura:** La temperatura a la que se realiza el proceso de rompimiento de la emulsión puede afectar la eficiencia del proceso.
- **Presión:** La presión bajo la cual se realiza el proceso puede tener un impacto en el rompimiento de la emulsión.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 PROPIEDADES DEL CRUDO

El crudo y sus productos derivados son mezclas bastante complejas de hidrocarburos. Así como las diferentes propiedades físico-químicas, son utilizadas para caracterizar los productos que se pueden desprender, también para determinar su calidad, las que influyen en forma directa con los costos de producción y de comercialización, consecuentemente la calidad del petróleo incide directamente con las tecnologías que van a ser empleadas, dentro de las actividades de explotación, transporte, almacenamiento, industrialización y comercialización (Andrango, 2009).

2.1.1 Propiedades Físicas Del Crudo

a) Densidad y Gravedad API

La densidad es una medida que se relaciona con la cantidad de masa presente en un volumen específico, y puede expresarse tanto en términos absolutos como relativos. Se expresa en unidades de kg/m^3(Para & Den, 2016).

El petróleo crudo también se define en función de la gravedad *API* (American Petroleum Institute). Cuanto mayor es la gravedad *API*, más liviano será el crudo. Por ejemplo, los crudos ligeros (livianos) tienen gravedades *API* altos y pesos específicos bajos. Petróleo crudo con bajo contenido de carbono, y alto de hidrógeno y con alta gravedad *API* suelen ser ricos en parafinas y tienden a producir una mayor proporción de gasolina y productos livianos; crudos con alta gravedades *API* contenidos bajos de carbono y bajos de hidrógeno, suelen ser ricos en compuestos aromáticos (Cortes Llerena, 2017).

Tabla 1 Clasificación de los grados API según los crudos (Cortes, 2017).

Petróleo crudo	Densidad (g/cm^3)	Densidad grados API
Extrapesado	> 1.0	10.0
Pesado	$1.0 - 0.92$	$10.0 - 22.3$
Mediano	$0.92 - 0.87$	$22.3 - 31.1$
Ligero	$0.87 - 0.83$	$31.1 - 39$
Superligero	< 0.83	> 39

b) Viscosidad

La viscosidad del petróleo (μo) es una de las propiedades físicas más importantes que controla e incide directamente en el flujo de fluidos a través del medio poroso y tuberías de producción. La viscosidad, en general, se define como la resistencia interna que ofrece el fluido al flujo o movimiento. En el caso de los crudos pesados y extra pesados los órdenes de magnitud pueden variar desde $1000\ cps$ hasta más de $100.000\ cps$; desde un punto de vista práctico, a fin de poder entender el impacto de esta variable en la movilidad del fluido realizamos una comparación con otras sustancias comunes (Rodriguez et al., 2020).

Se calcula en función del tiempo que toma una cantidad específica de petróleo para pasar por una pequeña abertura (Mexicano, S. G, 2017).

La viscosidad está bajo las normas: ASTM D-445, ASTM D-88, ASTM D-666 y ASTMD-446 (Landeta Avellaneda Gabriel Alejandro, 2014).

c) Olor y Color

Es distintivo y se basa en el tipo y la composición del aceite crudo. Los hidrocarburos no saturados tienen un olor desagradable debido al ácido sulfhídrico y otros compuestos de azufre. La fragancia de los petróleos crudos es particular. La cantidad de impurezas y hidrocarburos livianos determina el olor de otros aceites (Mexicano, S. G, 2017).

El color del petróleo varía de amarillo al rojo pardo y negro. Por luz reflejada, el aceite crudo es usualmente verde, debido a la fluorescencia; Los

aceites medianos color ámbar; Los aceites más pesados son oscuros. Por lo general, su tonalidad se oscurece con el aumento de su peso específico, que se incrementa al aumentar su porcentaje de asfalto. Los hidrocarburos puros son incoloros, pero a menudo se colorean por oxidación, especialmente los no saturados y de los que contienen $N, O, S,$ además de $H\ y\ C$ (Mexicano, S. G, 2017).

d) Punto de ebullición

El punto de ebullición es la temperatura a la que unlíquido cambia de fase a gas. La ebullición ocurre cuando la presión de vapor de un líquido es igual a la presión atmosférica del gas fuera de él. Debido a esto, a medida que cambia la presión exterior, también cambia el punto de ebullición del líquido. Por lo tanto, existe una presión establecida conocida como atmósfera estándar (atm) que determina lo que se llama el punto de ebullición normal de un líquido. Por ejemplo, el punto de ebullición normal del agua es de $100°C$, lo que ocurre cuando la presión atmosférica es exactamente de $1\ atm.$ Si la presión atmosférica es inferior a $1\ atm$, el punto de ebullición del líquido disminuirá, como es el caso en altitudes más altas de la Tierra. Y si la presión atmosférica es superior a $1\ atm$, como en una olla de presión, el punto de ebullición comenzará a aumentar drásticamente (J.M.K.C, 2024).

1.7.2 Propiedades Químicas Del Crudo

a) Contenido de Azufre

El azufre es un subproducto importante de la refinación del petróleo y el procesamiento de gas. Los crudos contienen compuestos orgánicos de azufre, sulfuro de hidrógeno disuelto, y en ocasiones, azufre suspendido. Por lo general, el contenido total de azufre se encuentra entre $0.05\ y\ 5\%$ en peso. La mayor parte del azufre debe ser removido durante el proceso de refinación para cumplir con las especificaciones de contenido de azufre en los productos refinados (Hernandez, 2019).

Los niveles suficientemente altos de azufre en el flujo de refinación pueden desactivar “contaminar” los catalizadores que aceleran las reacciones

químicas deseadas en ciertos procesos de refinación, provocar la corrosión en el equipo de refinería, y generar la emisión a la atmósfera de compuestos de azufre, que no son agradables y pueden estar sujetos a estrictos controles reglamentarios (MathPro, 2021).

b) Contenido de Agua

La producción de petróleo de un yacimiento viene generalmente acompañada por agua cuya cantidad y grado de salinidad depende principalmente de la edad del yacimiento. En el crudo, el agua se encuentra en parte disuelta y en parte bajo forma de emulsión más o menos estable; esta estabilidad se debe a la presencia de asfaltenos, o de ciertos agentes. El contenido de agua de los crudos a la salida del pozo es, en general bajo y generalmente crece durante el transporte y el almacenmiento, donde puede alcanzar hasta el 3% (Wauquier, 2004) basado en la norma ASTMD- 4006 y ASTMD -4007 (Torres, 2013).

La especificación del contenido de máximo de agua está relacionada al costo de transporte y procesamiento. El porcentaje no debe ser mayor del 1 al 2%, dependiendo de la legislación del país donde se produce (Bastidas, 2018).

c) Contenido de Metales Pesados

La composición cualitativa de los petróleos es en base al carbono e hidrógeno, y también se incluye el porcentaje de contaminantes tales como el azufre, nitrógeno, oxígeno y los metales pesados como el vanadio, níquel, cromo, cobalto etc. La composición cuantitativa porcentual del petróleo es muy variada inclusive puede ser del mismo yacimiento y presentar diferencias porcentuales en su composición. En la siguiente $Tabla\ 2$ "Contenido de Metales pesados en el Crudo", se observa la variación de los metales de transición a excepción del vanadio que tiene un porcentaje relativamente alto y sostenido. Se debe de señalar que estos valores son muy relativos, ya que las refinerías adquieren crudos de diferentes países, los cuales contienen valores diferentes de azufre y metales, se dan casos de que crudos procedentes de un

determinado país, presentan niveles de contaminantes metálicos y no metálicos diferentes (Jacinto Soto, 2006).

Tabla 2 Contenido de Metales Pesados en el Crudo (Jacinto, 2006).

Metal de transición	Crudo (1)(ppm)	Crudo (2)(ppm)	Crudo (3)(ppm)	Crudo (4)(ppm)
Co	12,67	1,59	19,87	10,02
Fe	31,75	41,07	9,88	34,67
Ni	23,01	5,30	31,04	12,13
Cr	20,28	18,74	9,75	30,12
V	54,69	36,71	46,31	35,51

2.1.3 Importancia De Las Propiedades Del Crudo

Las propiedades del crudo son de mucha importancia para la industria petrolera, por distintas razones:

a) Determinan el valor comercial del crudo

Actualmente, el petróleo es uno de los energéticos más importantes a nivel mundial por lo que su comercialización representa una fuente importante de ingresos. Existen dos tipos de mercados en la industria petrolera: el de los crudos, el cual constituye la materia prima para las refinerías; y el de los productos derivados de los hidrocarburos líquidos, el cual representa los productos refinados. Para su comercialización tienen que cumplir con ciertas especificaciones impuestas en el mercado, por lo que es muy importante conocer las propiedades fisicoquímicas de los hidrocarburos, ya que eso se tomará como base para diseñar las instalaciones específicas y equipos para el transporte, estabilización, deshidratado y endulzado del mismo, para posteriormente pasar a los procesos de refinación, entre las propiedades a ser evaluadas, destacan la gravedad API y el contenido de azufre, ya que son las que tienen mayor influencia sobre el precio del crudo (Hernandez, s/f).

b) Afectan los procesos de refinación

El petróleo crudo no tiene aplicaciones prácticas tal y como es extraído de los yacimientos, sino que tiene que pasar por una serie de procesos de

refinación y transformación del petróleo o procesamiento del gas natural que permitan producir un producto final de calidad que pueda ser comercializado con un valor económico significativo. Esto abarca productos petrolíferos de uso energético directo como son las gasolinas, diésel, queroseno, combustóleo, gas LP, etc.; y la materia prima en la industria petroquímica como el metano, etano, propano, butano y naftas (Hernandez, s/f).

c) Influyen en el Transporte y Almacenamiento

Sus características fisicoquímicas dependen de su naturaleza, conocerlas es de gran importancia tanto para determinar su tipo de tratamiento inicial para la obtención de productos de calidad comercializables con alto valor económico; así como para prever los cambios que pueden sufrir con las variaciones de presión y temperatura durante su transportación y almacenamiento (Hernandez, s/f).

Cuando los hidrocarburos se derraman en el mar, éstos sufren varios cambios físico-químicos. Algunos de estos cambios hacen que los hidrocarburos desaparezcan de la superficie del mar mientras que otros hacen que los hidrocarburos persistan. Aunque el medio marino consiga finalmente asimilar los hidrocarburos derramados, el tiempo que tarde este hecho en producirse depende de las características físico-químicas de los hidrocarburos y de los procesos naturales de meteorización que puedan tener lugar. Las propiedades específicas tienen una gran importancia ya que influyen en el comportamiento de los hidrocarburos sobre la superficie del mar y en su velocidad de disipación mediante procesos naturales (Transicion Ecologica, s/f).

d) Determinan los riesgos operativos

Una adecuada caracterización del fluido, en la etapa inicial de producción de un yacimiento, permitirá realizar el diagnóstico, dando lugar a conocer los problemas potenciales de precipitación y depositación de sólidos orgánicos y poder implementar las acciones preventivas para el aseguramiento de flujo (Leon, 2011).

Los hidrocarburos derramados en el mar sufren, en su conjunto, una serie de procesos conocidos como meteorización que modificarán sus características y su comportamiento. El conocer estos procesos y cómo interactúan para transformar la naturaleza de los hidrocarburos tiene un gran valor en la lucha contra los derrames (Transicion Ecologica, s/f).

e) Permiten evaluar la calidad global del crudo

El análisis detallado de las propiedades del crudo, como en un ensayo de destilación, ayuda a las refinerías a planificar y diseñar sus procesos de manera más eficiente para su valor comercial (Cortes Llerena, 2017).

2.2 FORMACIÓN Y TIPOS DE EMULSIONES

Una emulsión se define con mayor precisión como una dispersión de gotitas de líquido en un segundo líquido inmiscible. Pueden formarse emulsiones temporales mezclando / agitando los dos líquidos normalmente inmiscibles, sin embargo, la estabilidad de las emulsiones temporales producidas de esta manera es mala. Los emulsionantes son materiales tensioactivos que se utilizan para ayudar en la formación de una emulsión y para estabilizar la emulsión (Jessica, 2021).

La fase Interna, dispersa o discontinua está contenida en forma de glóbulos o micelas en la externa, dispersante o continua. Los emulgentes o tensioactivos son sustancias químicas, que se utilizan para reducir la tensión superficial entre ambas fases, permitiendo así formar y estabilizar las emulsiones. Dicha capacidad desciende con la concentración de emulgente hasta un determinado valor (concentración micelar crítica) por debajo del cual ya no es posible formar las micelas. El término tensioactivo suele utilizarse para las sustancias que al emulsionar las grasas producen espuma y se emplean fundamentalmente como detergentes, mientras que la palabra emulgente se aplica a las que forman emulsiones sin espuma. Los emulgentes son moléculas de carácter anfifílico que se sitúan en la interfase, por lo que a la hora de elaborar la fórmula pueden incorporarse tanto en el agua como en la grasa, dependiendo de su solubilidad. (Olmos, 2017).

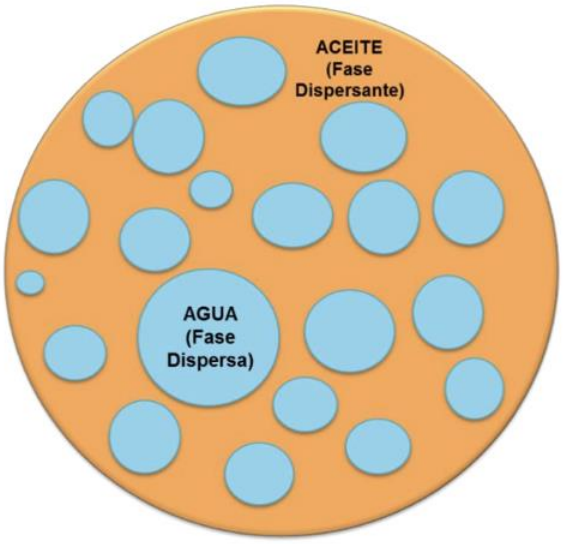


Figura 1 Representación de una emulsión agua-aceite (Oscar, 2016).

2.2.1 Tipos de Emulsiones

Se clasifican de acuerdo a su composición:

a) Emulsiones de Agua en Aceite (W/O): Se refieren a agua dispersa en el aceite.

b) Emulsiones de Aceite en Agua (O/W): Se refieren a aceite disperso en el agua.

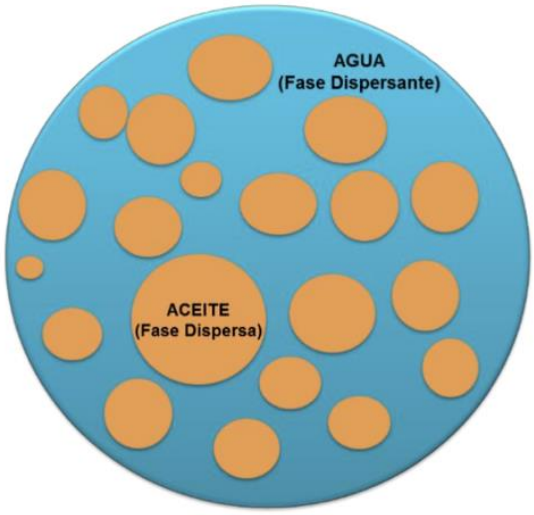


Figura 2 Representación de una emulsión aceite-agua (Oscar, 2016).

c) ***Emulsiones Múltiples o Complejas:***

- *Emulsiones tipo aceite-agua-aceite,* se refieren a emulsiones consistentes en gotas de aceite dentro de gotas de agua que están dispersas en fase continua de aceite.

- *Emulsiones tipo agua-aceite-agua*, tienen gotas de agua dispersas en gotas de aceite que a su vez están dispersas en fase continua de agua.

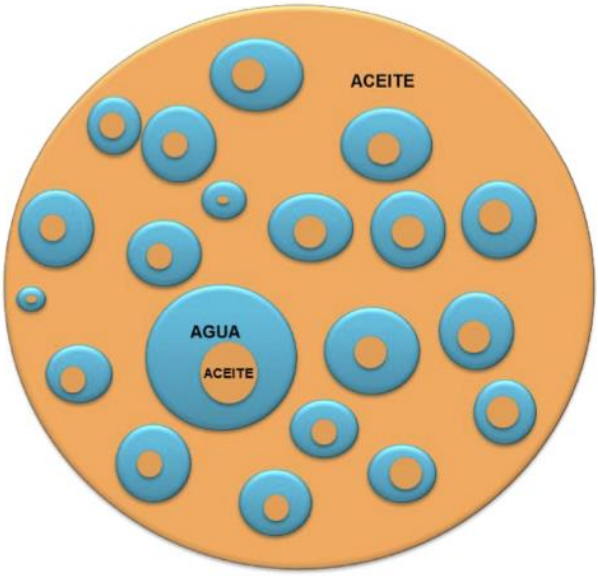


Figura 3 Representación de una emulsión aceite-agua-aceite (Oscar, 2016).

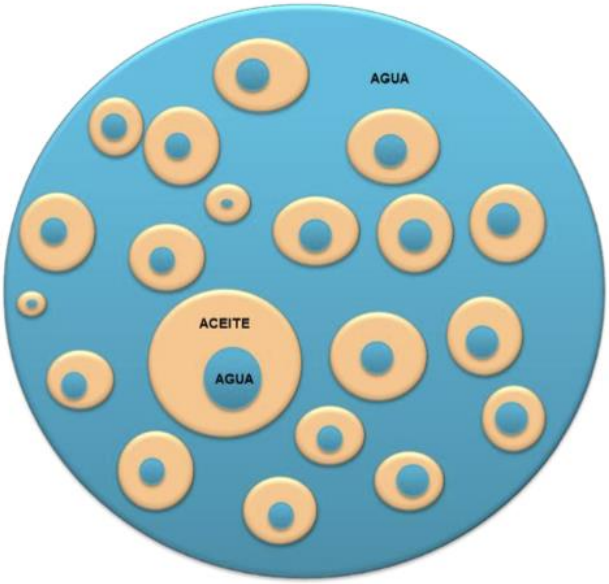


Figura 4 Representación de una emulsión agua-aceite-agua (Oscar, 2016).

d) ***Microemulsiones:*** Estas emulsiones se utilizan para transportar petróleo crudo pesado y mejorar su viscosidad. Se han utilizado fluidos innovadores en microemulsiones para mejorar la estabilidad y viscosidad de estas emulsiones (Oscar, 2016).

2.2.2 Estabilidad de las Emulsiones

Depende de varios factores que influyen en su capacidad para mantenerse de manera homogénea durante un período prolongado. Algunos de los factores clave que afectan la estabilidad de las emulsiones son:

a) ***Tamaño de las Gotas:*** Cuanto más pequeñas sean las gotas, mayor será la estabilidad de la emulsión. Una distribución bimodal de tamaños de gotas puede contribuir a una menor viscosidad y mayor fluidez, lo que puede ser beneficioso en algunas situaciones (Reyes & Di Scipio, 2012).

b) ***Afinidad de Agente Estabilizante:*** La afinidad del agente estabilizante por las dos fases también es crucial. La presencia de iones que rodean las gotas de aceite, dotándolas de una cierta carga, provoca la repulsión entre ellas, lo que ayuda a mantener la estabilidad de la emulsión (Matos et al., 2020).

c) ***Migración de agua:*** En emulsiones W/O/W, la migración de agua entre la fase acuosa interna y la fase acuosa externa puede afectar la estabilidad. La migración de agua puede ser influenciada por las magnitudes de los gradientes de presión osmótica entre las fases y la naturaleza y concentración de los emulgentes de la fase oleosa (Kosegarten y Jimenez, 2012).

d) ***PotenciaL Z:*** El potencial Z, que mide el potencial eléctrico en la superficie interfacial de las partículas suspendidas, también es relevante. Valores de potencial Z más altos indican mayor estabilidad, mientras que valores más bajos pueden indicar inestabilidad (Kosegarten y Jimenez, 2012).

2.3 MÉTODOS DE ROMPIMIENTO DE EMULSIONES

2.3.1 Métodos Químicos

El método químico es uno de los principales métodos utilizados para romper emulsiones de petróleo. Este método consiste en agregar a la emulsión ciertas sustancias químicas conocidas como “agentes demulsificantes” o “surfactantes”. Los agentes desemulsificantes se concentran en la interfase entre el agua y el petróleo, atacando la sustancia emulsificante y rompiendo la emulsión"(Melek Campos-Sofia et al., 2015).

a) Ventajas del método químico:

- Bajo costo de instalación y operación.
- Proceso y equipos sencillos.
- Fácilmente adaptable a operaciones a gran y pequeña escala.
- Desemulsificante rápido y efectivo.
- La calidad del crudo no se altera.

El punto donde se agrega el desemulsificante es muy importante y debe optimizar parámetros como agitación, tiempo de agitación y temperatura para que el desemulsificante cumpla su función de manera efectiva (Torres, 2017).

b) Clasificación de químicos demulsificantes

- *Resinas Ácidas Catalizadas:* Son en general rápidos para hacer caer las gotas de agua y buenos aglutinadores dando como resultado una interfase fuerte. Sin embargo, pueden producir agua aceitosa en sistemas con corto tiempo de residencia, pero por lo general, entregan agua limpia en sistemas con tiempos de residencia largos, y tienen a menudo buena sinergia con los diepóxidos, así como con los polímeros en bloques (Burgos, 2015).
- *Resinas Básicas Catalizadas:* Por lo general, son pobres deshidratadores si actúan individualemente, pero son muy sinérgicos, y dar un muy bajo BS&W cuando se mezclan con otros químicos. Sin embargo, pueden dar pobres interfases de lodos, que a menudo son corregidos con resinas catalizadas o bloques de polímeros. (Burgos, 2015).

- *Diepóxidos:* Es uno de los desemulsificantes más utilizados por ser un excelente separador de emulsiones. A menudo suelen ser lentos para separar el agua si trabajan como componentes individuales, pero pueden producir una excelente separación cuando se mezcla con resinas y/o poliaminas. Promueven un BS&W y contenido de sal bajos debido a su carácter universal, la mayoría de las formulaciones comerciales de demulsificantes contienen una base de diepóxidos (Burgos, 2015).
- *Poliaminas:* Son similares a los diepóxidos en algunos aspectos, como en la promoción de un bajo BS&W y buena desalación. La desventaja es que requieren sistemas con mayor turbulencia en el punto de inyección y alto tiempo de contacto para reaccionar (Burgos, 2015).
- *Agentes Humectantes:* Estos son componentes de los desemulsificantes, muy importantes en ciertos crudos, como los parafinicos livianos y algunos aceites asfálticos pesados. Por lo general son mezclados con resinas ácidas catalizadas (Burgos, 2015).

2.3.2 Métodos Eléctricos

Este método emplea un campo eléctrico para separar la emulsión. El procedimiento es rápido y efectivo pero la inversión inicial es más elevada que en los métodos descritos anteriormente. Las partículas suspendidas en un medio de baja constante dieléctrica se atraen a sí mismas cuando se encuentran bajo la acción de un campo eléctrico DC ó AC. El mecanismo de atracción de las gotas es complicado y no se conocen todos los fenómenos que se producen en el momento de la fusión de las gotas. Algunos experimentos indican que una gota sometida a la acción de un campo eléctrico adquiere por inducción cargas opuestas en dos extremos, a esto se le llama polarización. Al encontrarse dos gotas en estas condiciones, se atraen y se unen, esta fusión es instantánea. El tratamiento químico-eléctrico es una variedad del eléctrico, descrito antes. Algunas veces la estabilidad de la emulsión es tal que la

aplicación del tratamiento eléctrico no es suficiente. En estos casos se utiliza una pequeña cantidad de desemulsificante cuyo efecto se magnifica en presencia del campo eléctrico. Este método tiene un costo inicial relativamente alto pero en su uso se ha extendido mucho en los últimos años debido a los grandes ahorros que se obtienen al mantenerse la gravedad de los crudos que se tratan (Orangel J, 2002).

2.3.3 Métodos Mecánicos

Esta forma de tratamiento es usada en combinación con los métodos químicos y eléctricos, es decir, como un tratamiento previo al uso de los dos métodos o combinación con ellos. En los casos de emulsiones muy inestables, la sola aplicación de calor puede en algunos casos, producir un rápido rompimiento de la emulsión, pero en la gran mayoría de los casos, el tratamiento químico o eléctrico es necesario, a menos que la temperatura usada se acerque al punto de ebullición del agua, por la desventaja de perdida de petróleo liviano. Los siguientes procesos ayudan a este método (Orangel J, 2002).

a) ***Aplicación de Calor***

La aplicación del calor por sí sola, no rompe la emulsión y es sólo un proceso auxiliar para acelerar la separación. Sin embargo, cualquier emulsión puede romperse aplicando calor hasta una temperatura igual a la del punto de ebullición del agua, ya que una vez se alcance esa temperatura, las gotas de agua se evaporan y por lo tanto la membrana protectora se rompe. La aplicación de calor a tan alta temperatura tiene muchas desventajas por lo cual, en la práctica, no se opera en esos niveles. Entre las desventajas se puede enumerar (Orangel J, 2002).

- *El calentamiento excesivo*, puede causar pérdidas de los hidrocarburos más livianos y volátiles del petróleo, resultando una pérdida tanto en volumen como en gravedad API para el productor.

- *Alto costo debido a la gran cantidad de combustible usado*.

- *Mayor desgaste en el equipo*.

b) Centrifugación

Este proceso para romper la emulsión de agua en petróleo fue en el pasado bastante usado pero en el presente ha sido relegado a los laboratorios. La centrifugación de las emulsiones produce las mismas fuerzas que produce ordinariamente el asentamiento por gravedad. Por medio de la centrífuga, la fuerza de gravedad es acelerada muchas veces y la separación del petróleo-agua, ocurre en un período más corto. La eficiencia de la separación por medio de la centrifugadora depende directamente de las densidades de los líquidos. Si los líquidos tienen diferentes densidades, ocurre una separación rápida y limpia; pero con las emulsiones normales de petróleo-agua, ocurre alto arrastre del petróleo por el agua, entonces para asegurar una separación rápida, la viscosidad de la emulsión es reducida por medio del calor. Aunque el método de la centrífuga es un proceso rápido y fácil de adaptar, el costo inicial del equipo es alto. Por esta razón este método prácticamente ha dejado de existir en la escala comercial de tratamiento de emulsiones (Orangel J, 2002).

c) Separación por gravedad o asentamiento

Este proceso mecánico para tratar una emulsión no es más que el de un simple asentamiento por lo cual se deja a la fuerza de gravedad actuar entre el petróleo y el agua, en virtud de sus diferencias en densidades. El asentamiento ó separación por gravedad puede ser efectivo únicamente cuando la emulsión ha sido rota previamente por medio de algún otro tipo de tratamiento. Si la membrana protectora y las cargas eléctricas estabilizadoras de las gotas no son neutralizadas previamente, cualquier asentamiento que ocurra será tan lento que no será práctico su uso. Como se ha dicho, la

velocidad de asentamiento está altamente influenciada por la viscosidad del petróleo y es por esta razón que la emulsión, en algunos casos, se calienta antes de colocarse en los tanques de asentamiento. Para que el asentamiento ocurra a mayor velocidad, es muy importante que la emulsión, una vez en el tanque u otro equipo decantador, esté en un estado de absoluta tranquilidad, de tal manera que no ocurra ninguna liberación de gas en el equipo decantador que redunde en turbulencia o agitación. Para evitar al máximo la agitación, en algunos diseños, la emulsión que entra en el equipo decantador es pasada a través de un colchón de agua. Este colchón de agua ayuda a coagular las gotas de agua dispersas en la emulsión y sirve a la vez como igualador de temperatura, debido a que cualquier mala distribución del calor puede causar corrientes que agiten la mezcla y por lo tanto eviten la separación (Orangel J, 2002).

2.3.4 Método Térmicos

Se basa en la aplicación de energía térmica para lograr:

- Reducción de la viscosidad del petróleo.
- Aumento de la diferencia de densidades del agua y del petróleo.
- Aumento de la velocidad browniana y consiguientemente aumento de las probabilidades de encuentro entre unas y otras gotas de agua.

En muchos casos, puede aprovecharse la energía térmica proveniente del mismo pozo, diseñando sistemas de aislamiento térmico a fin de aprovechar al máximo dicha energía (Burgos, 2015).

2.4 Métodos Para Determinar el Contenido de Agua

2.4.1 Método de Centrifugación

En el método de centrifugación se lleva a cabo un proceso mecánico en el que se aplica un campo de fuerza centrífuga para separar los componentes de una mezcla de acuerdo con la densidad y/o el tamaño de partícula. Los principios que rigen el comportamiento de las partículas durante la centrifugación son naturalmente comprensibles, lo que puede explicar la amplia gama de aplicaciones científicas, médicas e industriales en las que esta técnica se ha empleado durante más de $100\ años$ (SICA, 2020).

En la actualidad, las centrífugas se usan de manera rutinaria en diferentes disciplinas que van desde aplicaciones comerciales a gran escala hasta investigación científica a escala de laboratorio. Además, el número de diseños y configuraciones de centrífugas utilizadas en las diferentes industrias es casi tan numeroso como las aplicaciones mismas (SICA, 2020).

En el caso particular de la industria petrolera es usual que se utilicen ciertas normas para llevar a cabo la centrifugación de manera correcta y/o evaluar los productos resultantes del proceso. Algunas de estas normas son: ASTM D91, ASTM D893, ASTM D1290, ASTM D1796, ASTM D2273, ASTM D2709, ASTM D2711 y ASTM D4007 (SICA, 2020).

2.4.2 Método de Sedimentación y Decantación

Se conoce como decantación a un procedimiento físico que sirve para separar una mezcla heterogénea compuesta por un sólido o un líquido de mayor densidad, y un líquido de menor densidad (Alvarez, 2021).

Este procedimiento consiste en la separación del componente más denso (sólido o líquido más denso), del líquido menos denso, por acción de la gravedad. Se deja reposar la mezcla en un recipiente (generalmente se utilizan embudos de separación o decantación) y, de esta forma, el componente más denso desciende por acción de la gravedad hacia la parte

inferior del embudo y el componente menos denso permanece en la parte superior (Alvarez, 2021).

Por último, se extrae el componente más denso por la parte inferior. Estos tipos de herramientas para separar mezclas, por lo general, tienen acopladas varias llaves en distintas posiciones, que se pueden abrir y cerrar para extraer el componente deseado. Un ejemplo demostrativo se muestra en la siguiente figura, donde la mezcla es de color verde, el líquido azul oscuro es el componente más denso y el líquido azul claro es el componente menos denso (Alvarez, 2021).

2.4.3 Método Karl Fischer

Karl Fischer fue un químico alemán, en 1935 publicó un método para cuantificar el contenido de agua. A este método lo denominó ‘’Titulación Karl Fischer’’. Es una técnica práctica, versátil con resultados exactos para la valoración de humedad (Labomersa, 2021).

Es de vital importancia conocer el factor del reactivo KF empleado como agente valorante en la valoración volumétrica para grandes niveles. Este método es adecuado para muestras en las que el agua es un componente principal: $100\ ppm - 100\ \%$ (Labomersa, 2021).

El fundamento es la reacción del yodo elemental con el agua en presencia de una solución anhidra de $dióxido\ de\ Azufre\ (S)$, este reactivo reacciona con el agua, produciendo una reacción de estequiometria (Labomersa, 2021).

La determinación dependerá de ciertos factores como la concentración relativa de los componentes del reactivo, naturaleza del componente inerte utilizado para disolver la muestra en ensayo y técnica empleada. Por lo tanto, se requiere estandarizar la técnica previamente con la finalidad de conseguir exactitud. No obstante, la precisión del método dependerá que tan válido fue la eliminación de la humedad atmosférica del sistema (Labomersa, 2021).

El método es recomendado por algunas normativas, entre ellas, $ASTM, ISO\ y\ DIN$, así como también en regulaciones de la EP y USP (Farmacopea europea y Farmacopea norteamericana) (Labomersa, 2021).

2.4.4 Métodos de Filtración

Las aplicaciones de filtración para hidrocarburos y las aplicaciones de filtración para aceites lubricantes cumplen un rol muy destacado en la industria hoy en día. Para comprender mejor su importancia es necesario repasar un proceso que inicia con la refinación de los hidrocarburos (Peiro, 2021).

Una vez obtenido el producto deseado después de la refinación este debe ser filtrado para asegurar un nivel de pureza elevado y sobre todo controlar la presencia de partículas contaminantes que pueden poner en riesgo la calidad del producto (Peiro, 2021).

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1 MÉTODO DE LA INVESTIGACIÓN

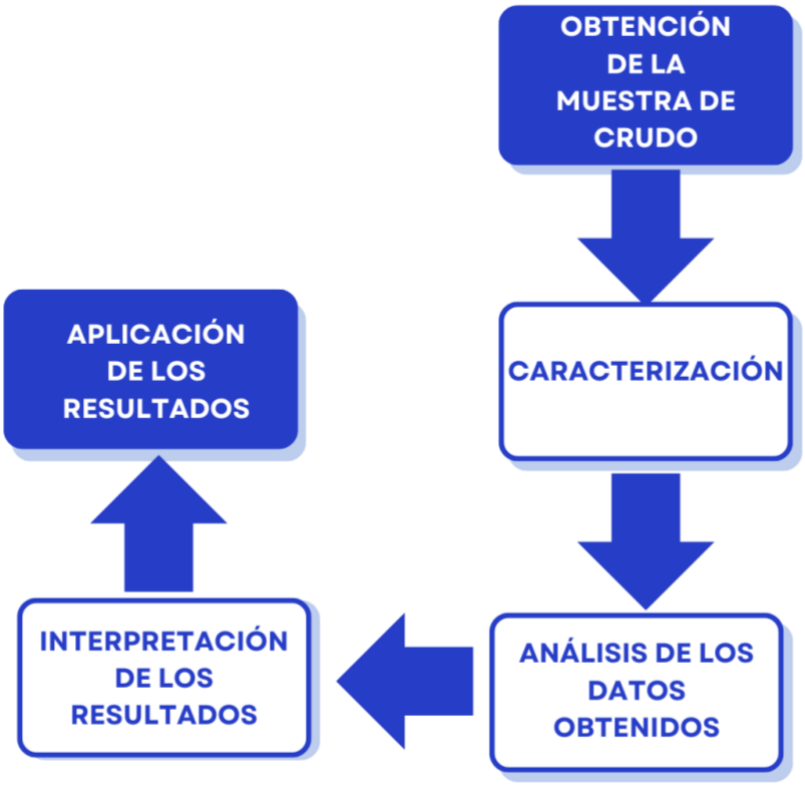


Figura 5 Metodología de la investigación.

3.2 TIPO DE INVESTIGACIÓN

La metodología de investigación utilizada en la caracterización experimental de muestras de crudo puede variar dependiendo del objetivo y las variables del estudio. En este caso, se ha aplicado una metodología experimental, la cual permite realizar pruebas específicas bajo un entorno controlado, garantizando la precisión y la fiabilidad de los resultados obtenidos.

La recopilación de información es una parte fundamental del proceso de caracterización. Para ello, se utilizan diversas fuentes de información, como libros, trabajos científicos, sitios web, tesis, entre otros, lo que nos permite acceder a datos y conocimientos relevantes y actualizados para nuestro trabajo.

3.3 PROCEDIMIENTOS EMPLEADOS PARA LA CARACTERIZACIÓN

3.3.1 Selección de Población y Muestra

a) ***Población:*** Campo UPSE

b) **Muestra:** Pozo $UPSE$ 1805

Se recolectaron muestras de crudo de tres yacimientos diferentes provenientes de: Campo Pacoa, Coca-Payamino y Shushufindi. Las muestras se almacenaron y prepararon en condiciones controladas para asegurar su integridad.

3.3.2 Caracterización de Muestras

Se realizaron pruebas de BS&W bajo la norma $\boldsymbol{ASTM\ D-1796}$ y contenido de azufre bajo la norma $\boldsymbol{ASTM\ D-4294}$.

3.3.3 Rompimiento de Emulsiones

Se utilizaron métodos mecánicos, químicos y térmicos para el rompimiento de emulsiones en diferentes muestras de crudo.

3.4 METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL BS&W

BSW, Bottom Sediments and Water / Sedimentos Básicos y Agua corresponde a la cantidad de agua y sedimentos que pueden ser separados por fuerza centrífuga. El método ASTM D-1796 especifica el uso de una centrífuga para determinar el contenido de agua y sedimentos en aceites combustibles, proporcionando un procedimiento estandarizado para la evaluación de estos

contaminantes en productos petroleros, la norma es un estándar desarrollado por la (ASTM) American Society for Testing and Materials (ASTM, 2018).

3.4.1 Procedimiento para determinar el contenido de agua y sedimentos por centrifugación bajo la norma ASTM D -1796.

- Agite la muestra por varios minutos antes de realizar el proceso.
- Llene dos tubos pertenecientes a la centrífuga con $50\,ml$ de solvente y $50\,ml$ de la muestra.
- Colocar el sello en cada tubo y agitar hasta que la muestra y el solvente se mezclen correctamente.
- Añadir 3 gotas de demulsificante (Rompedor directo)
- Colocar los tubos en portatubos opuestos para mantener el equilibrio y girar la centrífuga a 70 ℃ por $15\,min$ a $1500\,rpm$.
- Se lee y registra el volumen combinado de agua y sedimentos del fondo del tubo de centrífuga, estime hasta aproximación de 0,025 mL ($Figura\ 6$).

El contenido de agua y sedimentos fueron calculados por la siguiente ***ecuación* 1**.

$$\frac{volumen\ de\ agua\ y\ sedimentos\ (ml)}{volumen\ de\ la\ muesta\ (ml)} \times 100 \qquad Ec.\,(1)$$

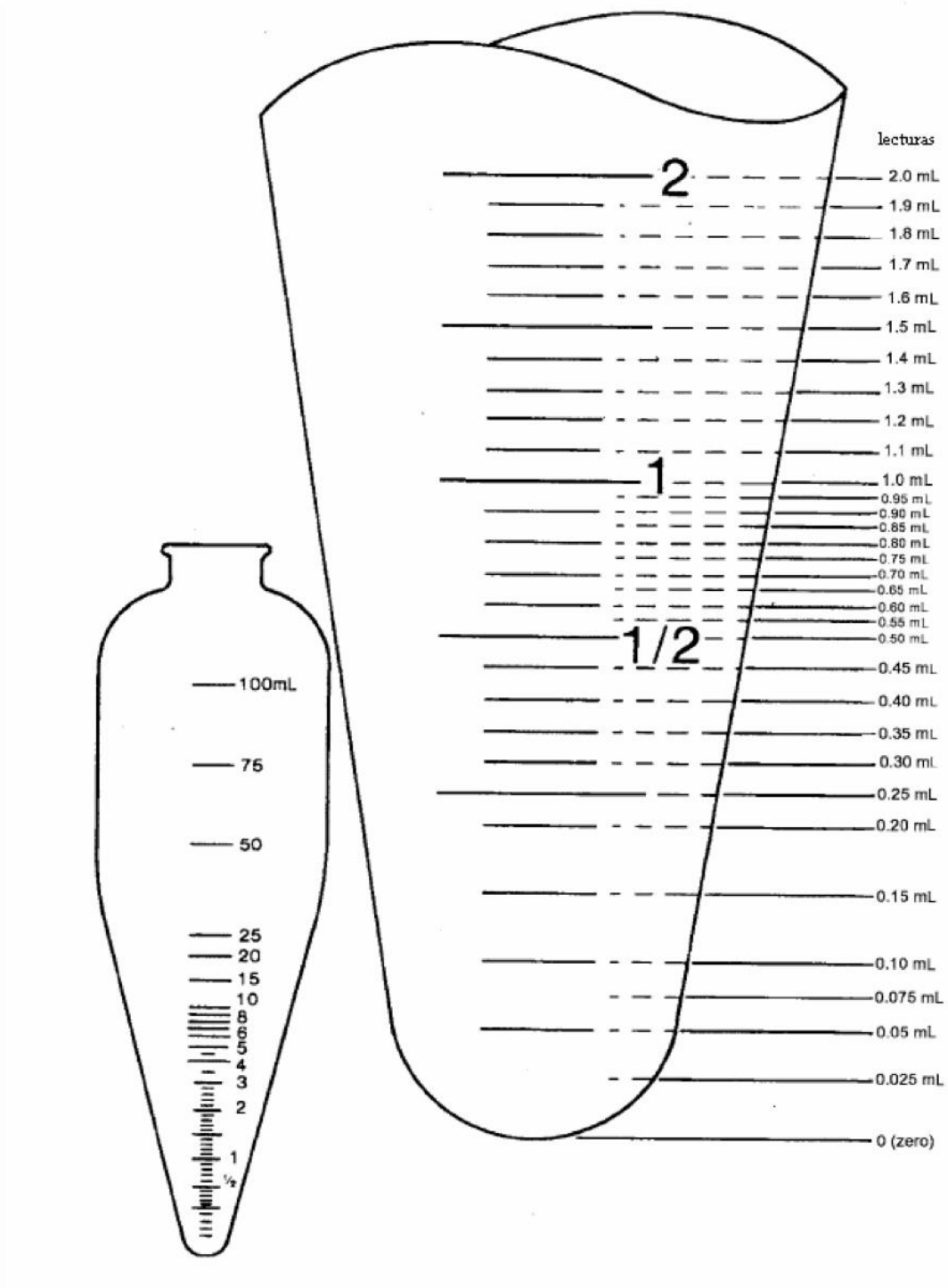


Figura 6 Procedimiento de lectura de agua y sedimentos ASTMD a 100ml (ASTMD, 2006).

3.5 METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL CONTENIDO DE AZUFRE

La norma $ASTM\ D-4294$ describe un método para la determinación del contenido de azufre en el petróleo crudo y productos derivados del petróleo mediante Analizador de Azufre en petróleo y derivados – $SLFA-6800$ Serie Fluorescencia de rayos X. Esta técnica es ampliamente utilizada debido a su precisión, rapidez y capacidad para manejar una amplia gama de concentraciones de azufre (ASTM, 2020).

3.5.1 Procedimiento para determinar el contenido de azufre en el petróleo crudo bajo la norma ASTM D -4294.

- Encender el equipo un par de horas antes para lograr una mayor estabilidad.
- Agitar la muestra por varios minutos antes de realizar el proceso.
- Preparar las celdas en las cuales irá la muestra y revisar que la cinta fílmica de la celda que no tenga rupturas ni manchas.
- Colocar la celda en el equipo.
- Una luz amarilla se encenderá que es un buen indicativo.
- Retirar la celda y realizar la respectiva limpieza.

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 RESULTADOS DE LAS MUESTRAS

4.1.1 Cálculo del porcentaje de agua y sedimentos en el crudo.

$$\%\boldsymbol{BSW} = \frac{V_1}{V_2} \times 100 \qquad Ec.\,(1)$$

- ***Muestra 1***

$$\%\boldsymbol{BSW} = \frac{0{,}35}{50} \times 100 \qquad (1.1)$$

$$\%\boldsymbol{BSW} = \mathbf{0,7} \qquad (1.2)$$

- ***Muestra 2***

$$\%\boldsymbol{BSW} = \frac{43{,}5}{50} \times 100 \qquad (1.3)$$

$$\%\boldsymbol{BSW} = \mathbf{87} \qquad (1.4)$$

- ***Muestra 3***

$$\%\boldsymbol{BSW} = \frac{0{,}05}{50} \times 100 \qquad (1.5)$$

$$\%\boldsymbol{BSW} = \mathbf{0,1} \qquad (1.6)$$

Tabla 3 Porcentaje de agua y sedimentos BSW

Muestras	Volumen de agua y sedimentos (ml)	BSW(%)
1	0,35	0,7
2	43,5	87
3	0,05	0,1

4.1.2 Porcentaje de contenido de azufre

Tabla 4 Porcentaje de Azufre

Muestras	Azufre(%)
1	1,453
2	–
3	0,1725

4.2. EFICIENCIA DEL MÉTODO

Se escogieron tres muestras de crudo para el rompimiento de emulsiones mediante métodos: mecánicos, químicos y térmicos. Las muestras se agitaron antes de su proceso y durante la centrifugación que se generó aproximadamente durante $15\ minutos$ a una velocidad específica de $1500\ rpm\ (revoluciones\ por\ minuto)$. Las diferencias en densidad y contenido de parafinas en el crudo, permiten que la fuerza centrífuga generada por este proceso a baño maría en seco facilite la separación de las fases líquidas. Este paso permitió la separación del crudo más liviano y/o pesado y la sedimentación de las fases más densas (agua y sedimentos).

Para mejorar la eficiencia de la separación, se utilizó un demulsificante comercial conocido como "$Embreak\ 2W157$". Se añadieron $3\ gotas$ de este demulsificante a las muestras de crudo antes de la centrifugación. El demulsificante actúa rompiendo las fuerzas interfaciales que estabilizan la emulsión, permitiendo así su posterior separación.

La interpretación de los resultados de $BS\&W\ (Basic\ Sediment\ and\ Water)$ de las muestras de crudo proporciona información que nos indicarán sobre la calidad del crudo y la eficiencia del proceso de separación:

La muestra 1 dio como resultado un $BSW\ de\ 0{,}7\%$, lo que indica un bajo contenido de agua y sedimentos, este resultado es aceptable e indica que la emulsión se ha roto efectivamente y que la mayor parte del crudo no contiene impurezas. El crudo con

este nivel de $BS\&W$ cumple con los procesos de refinación sin requerir un tratamiento adicional, sin olvidar cumplir los estándares $ASTM\ D$.

La muestra 2 muestra un BSW extremadamente alto $del\ 87\%$, lo que indica que la muestra está compuesta principalmente de agua y sedimentos, con un bajo porcentaje de crudo. Esto indica que la emulsión está altamente contaminada. Sin un tratamiento adicional significativo y extenso, este crudo no es adecuado para la refinación. Para reducir el contenido de $BS\&W$ a niveles aceptables antes de utilizar el crudo en procesos de refinación (como ineficiencia del proceso y daños al equipo) o transporte (como corrosión y bloqueo de tuberías), se requiere una separación más eficiente.

La muestra 3 tiene un $BSW\ muy\ bajo\ de\ 0{,}1\%$, lo que indica que el agua y los sedimentos presentes en la muestra están casi completamente ausentes, el alto contenido de parafinas es otro factor importante a tener en cuenta. Por lo tanto, aunque el contenido de $BS\&W$ es bajo, el alto contenido de parafinas puede requerir tratamientos especiales, como el uso de aditivos químicos, para evitar que el crudo se solidifique o se caliente durante el transporte.

Bajo la norma ASTM D-1796, los resultados indican:

a) ***Muestra 1:*** Indica una buena calidad de agua y sedimentos y un $BS\&W$ aceptable, se iniciaría con una variedad de procesos, pero debe supervisarse para garantizar que el $BS\&W$ se mantenga estable.
b) ***Muestra 2:*** La muestra está muy contaminada y no se puede procesar sin un tratamiento detallado o extenso. Es necesario un tratamiento eficaz para la correcta eliminación. Considere la deshidratación térmica, el tratamiento químico.
c) ***Muestra 3:*** Aunque tiene un bajo contenido de agua y sedimentos, el alto contenido de parafinas puede tener un impacto negativo en los futuros procesos, puede requerir tratamiento adicional, para evitar la solidificación durante el transporte y procesamiento.

El demulsificante "$Embreak\ 2W157$" que se agregó a la muestra 1, resultó una separación efectiva, funcionó bien en crudos con impurezas inicialmente bajas. El alto volumen de agua y sedimentos en la muestra 2 demostró que el demulsificante no fue suficiente para tratar este nivel de contaminación a pesar de su uso, se necesitará técnicas adicionales. La muestra 3 muestra una separación efectiva, lo que demuestra adecuadamente la eficacia del demulsificante en crudos con alto contenido de parafinas.

La muestra 1 tiene un contenido elevado de azufre de $1{,}453\%$ como resultado del proceso de refinación; estos niveles elevados de azufre pueden causar problemas en el futuro porque son altamente corrosivos. Además, el azufre es responsable de las emisiones de $dióxido\ de\ azufre\ (SO2)$, lo que tiene un impacto significativo en el medio ambiente. La medición del contenido de azufre es confiable y adecuadamente la concentración en el crudo por su bajo $BS\&W$, cumpliendo con las normas ambientales y de calidad del producto, este nivel de azufre podría requerir tratamientos durante el proceso de refinación.

Debido a su alto contenido de agua y sedimentos, la muestra 2 no proporciona una medición correcta del contenido de azufre. Dado que el agua puede absorber y dispersar la radiación, la presencia de tanta agua hace que el análisis de azufre sea menos preciso. Primero se debe tratar esta muestra para reducir significativamente el contenido de agua y sedimentos para obtener una medición precisa del contenido de azufre. La muestra puede ser reanalizada para determinar su contenido de azufre después del tratamiento.

El contenido de azufre en la muestra 3 es de 0.1725%, lo que es relativamente bajo y suele ser ventajoso para los procesos de refinación y la calidad del producto final. El bajo contenido de BS&W muestra que las mediciones del contenido de azufre son efectivas. Dado que reduce los problemas de corrosión y las emisiones de $SO2$ al medio ambiente, un bajo contenido de azufre es generalmente preferible en el crudo y productos derivados del petróleo. Esta muestra es más adecuada para el uso y el procesamiento sin tratamientos adicionales.

Bajo la norma $ASTM\ D\ -4294$, los resultados indican:

d) ***Muestra 1:*** Muestra un alto nivel de azufre. Para cumplir con las regulaciones y mejorar la calidad del producto final, se recomienda considerar tratamientos para reducir el azufre durante el procesamiento.

e) ***Muestra 2:*** El contenido de azufre no se puede medir con precisión hasta que se reduzca significativamente el contenido de agua y sedimentos, se requiere un pretratamiento de deshidratación.

f) ***Muestra 3:*** El bajo contenido de azufre en el crudo beneficia no solo el procesamiento, sino también la calidad del mismo. Aunque es necesario monitorear, los niveles de azufre cumplen con las regulaciones de calidad, procesar con menos preocupación.

4.3 COMPARACIÓN CON OTROS ESTUDIOS

Alexandra Torres, llevó a cabo su investigación titulada "Caracterización y Evaluación del Crudo Carga de la Refinería Estatal de Esmeraldas". En su estudio, se recolectó una muestra de petróleo crudo y se analizaron sus propiedades fisicoquímicas. El procedimiento para determinar el contenido de agua se realizó mediante destilación, siguiendo el estándar $ASTM\ D-4006$. Se reporta que el promedio de agua por destilación fue de $0{,}20\ \%$ en tres pruebas realizadas (Torres Egas, 2013).

Mónica Bastidas, con su trabajo de titulación "Caracterización Físico-Química del Crudo Oriente en la Refinería Estatal Esmeraldas". En su trabajo desarrolló 13 ensayos basado en normas, realizados al crudo carga de la Refinería Estatal Esmeraldas para su caracterización físico – química. Uno de los análisis fue el contenido de agua por destilación bajo el estándar $ASTM\ D-4006$. El resultado es de $0{,}175\%$ en pruebas realizadas (Bastidas Ulcuango, 2018).

a) BS&W

Comparando los resultados con otros estudios de Torres y Bastidas, podemos ver que la $muestra\ 1$ tiene un contenido de agua y sedimentos intermedio, la $muestra\ 2$ tiene valores mucho mayores que los reportados y la $muestra\ 3$ tiene un valor extremadamente bajo. Los resultados indican una excelente calidad del crudo en términos de contenido de agua y sedimentos.

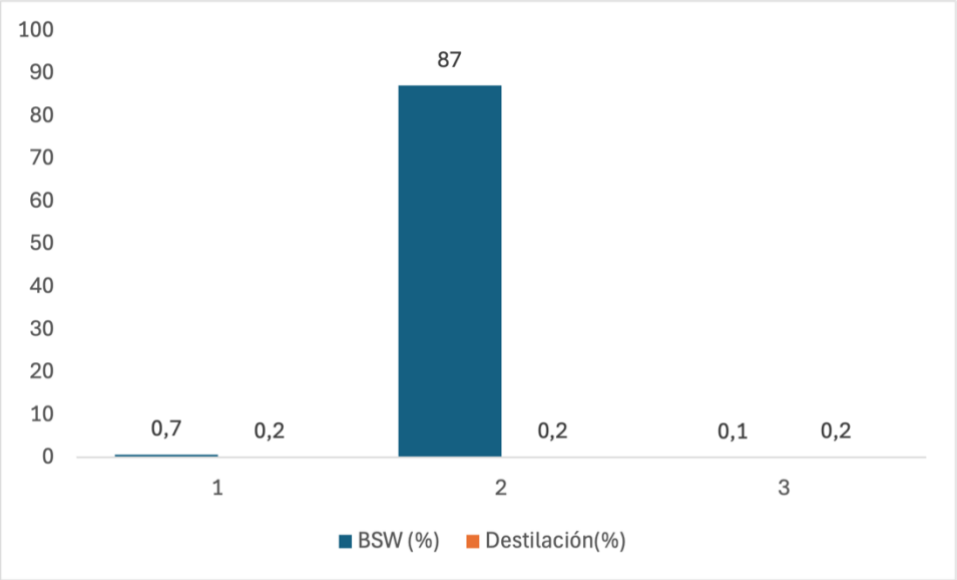


Figura 7 Columnma comparativa con Torres,2013.

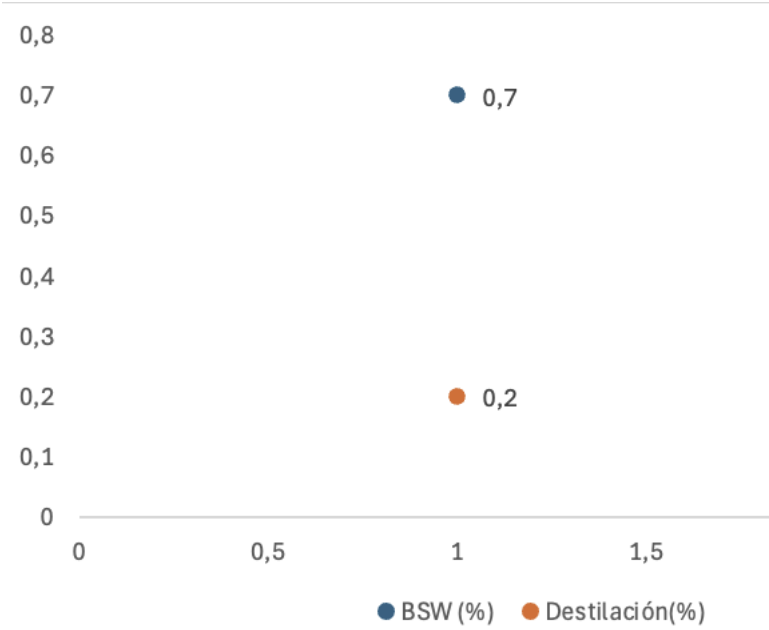


Figura 8 Muestra 1 & Torres,2013

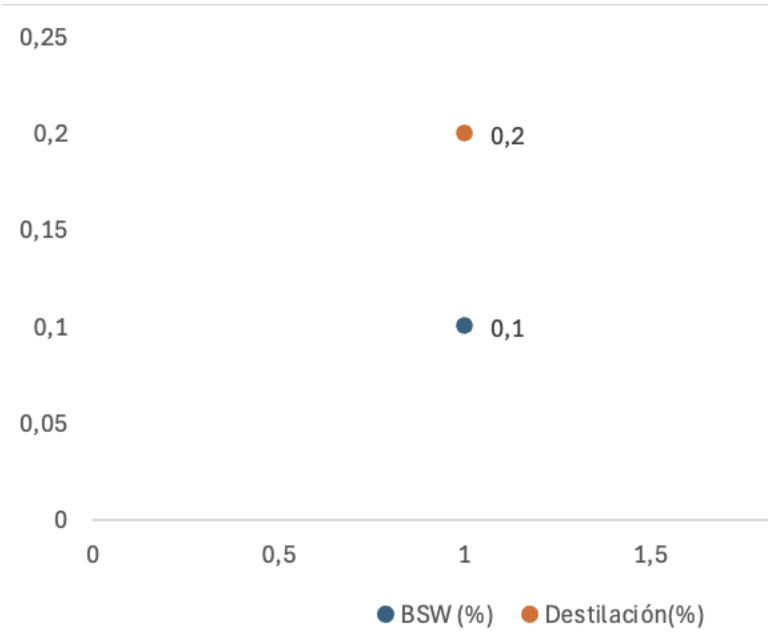


Figura 9 Muestra 3 & Torres,2013

$Muestra\ 1$ tiene contenido de agua y sedimentos más alto $(0.7\%\ BS\&W)$ que el promedio de contenido de agua por destilación reportado por Torres (0.20%), la diferencia indica que la muestra podría necesitar un tratamiento más intensivo para reducir los sedimentos y agua. $Muestra\ 3$ tiene un contenido de agua y sedimentos mucho más bajo $(0.1\%\ BS\&W)$ lo que sugiere que tiene una calidad superior mínima en términos de menor contenido de impurezas.

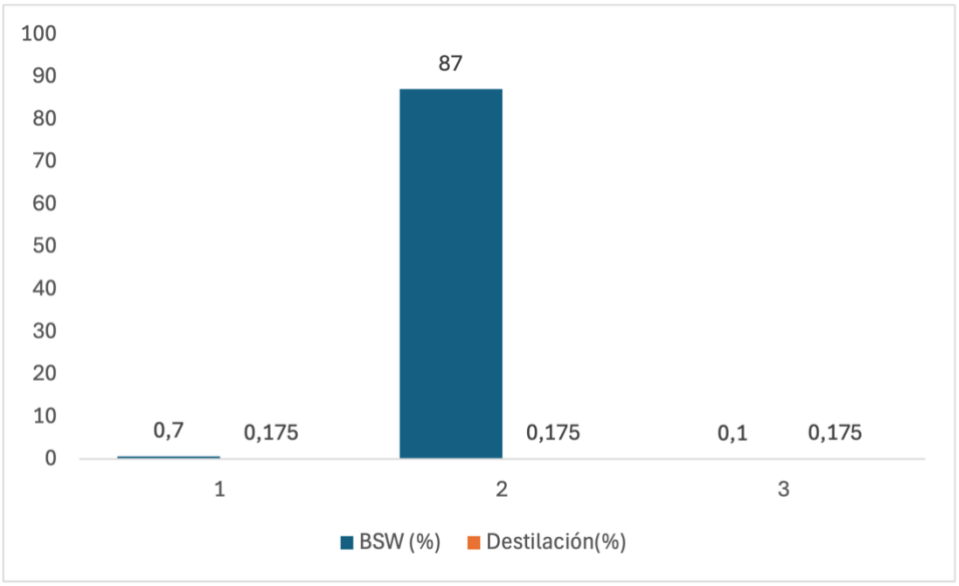


Figura 10 Columna comparativa con Bastidas, 2018.

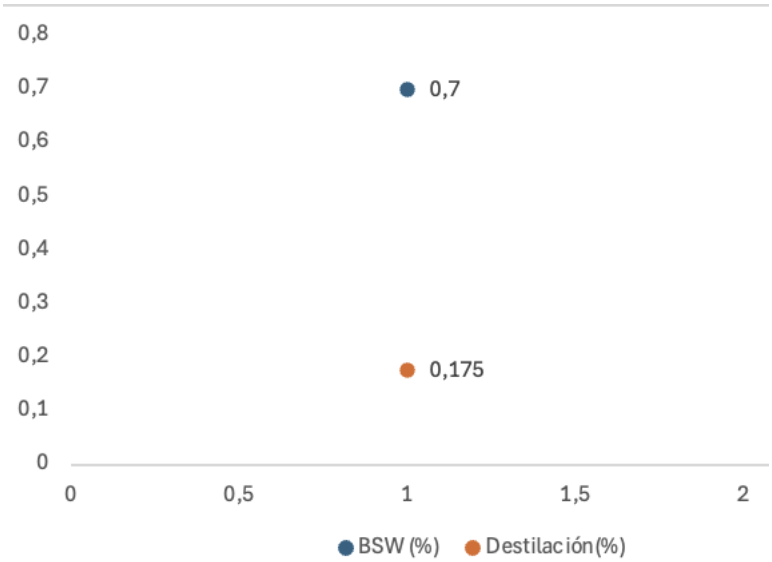


Figura 11 Muestra 1 & Bastidas, 2018

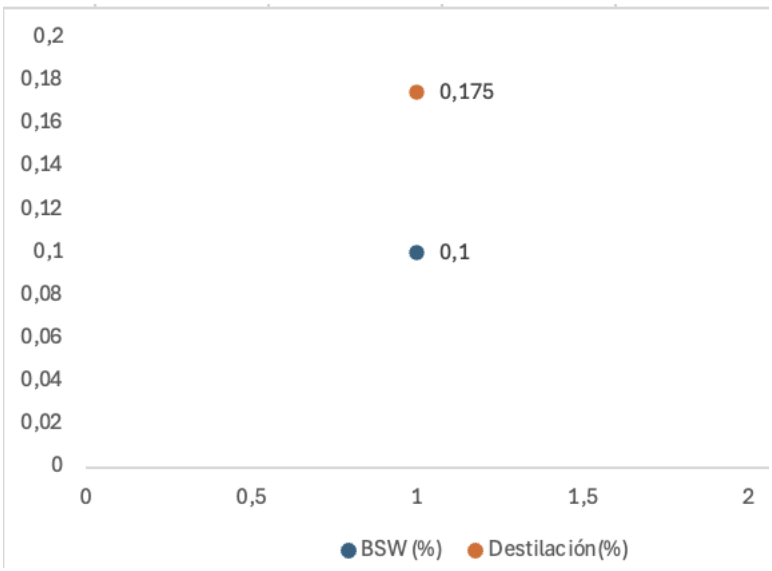


Figura 12 Muestra 3 & Bastidas, 2018

La $muestra$ 1 tiene un contenido de agua y sedimentos más alto (0.7% $BS\&W$) que el contenido de agua reportado por Bastidas (0.175%). La $muestra$ 3 tiene un contenido de agua y sedimentos mucho más bajo (0.1% $BS\&W$) significativamente menor que el reportado.

Su alto contenido de agua y sedimentos en la $muestra$ 2 (87% $BS\&W$) sobrepasa los resultados obtenidos por Torres y Bastidas, indicando esta muestra que requiere tratamiento extensivo para reducir el contenido de agua.

b) *Contenido de azufre*

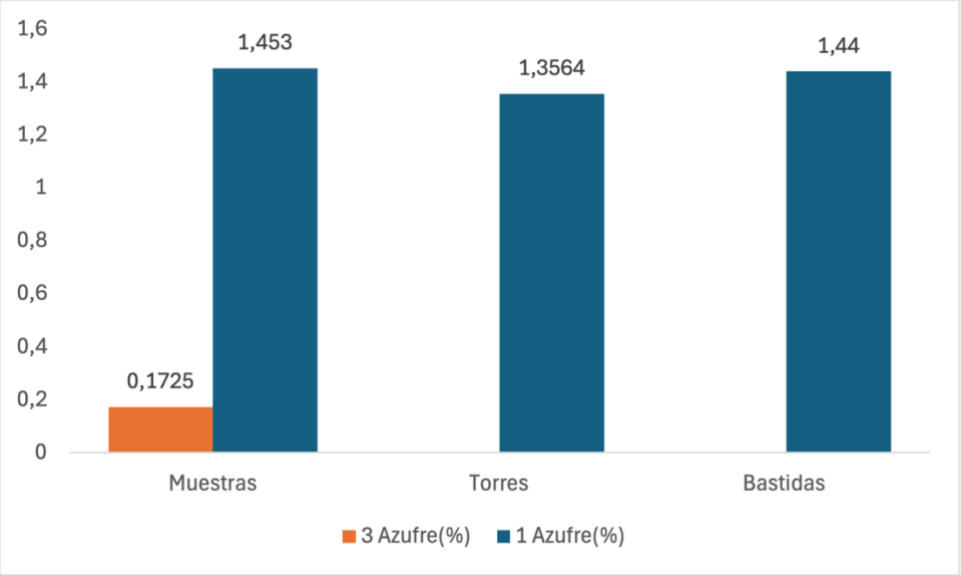


Figura 13 Columna comparativa muestras & Torres,2013 & Bastidas,2018

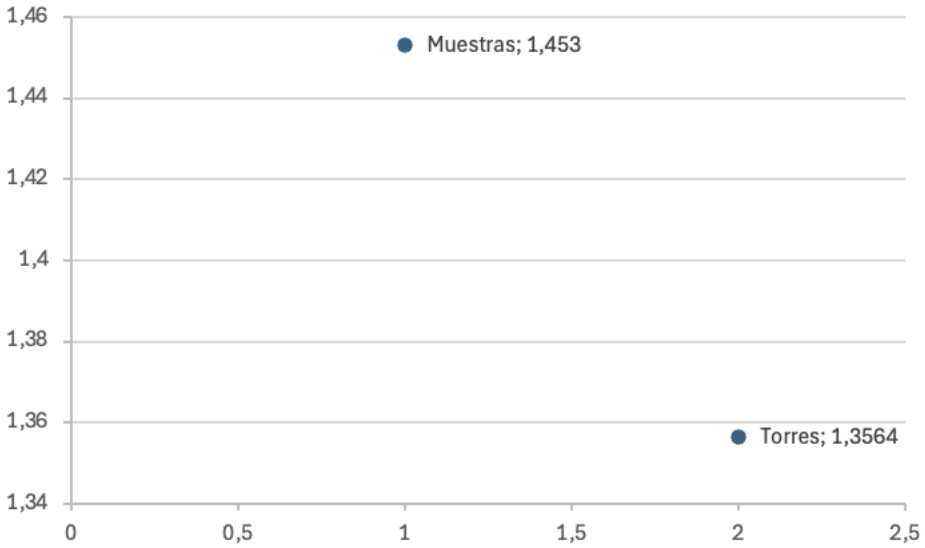


Figura 14 muestra 1 & Torres,2013

El contenido de azufre en la $Muestra\ 1$ es ligeramente más alto (1.453%) en comparación con el resultado de Torres (1.3564%). La diferencia es de aproximadamente 0.0966%, lo que podría ser significativo dependiendo de las especificaciones del proceso de refinación y las normativas ambientales, ambos resultados indican un crudo con alto contenido de azufre.

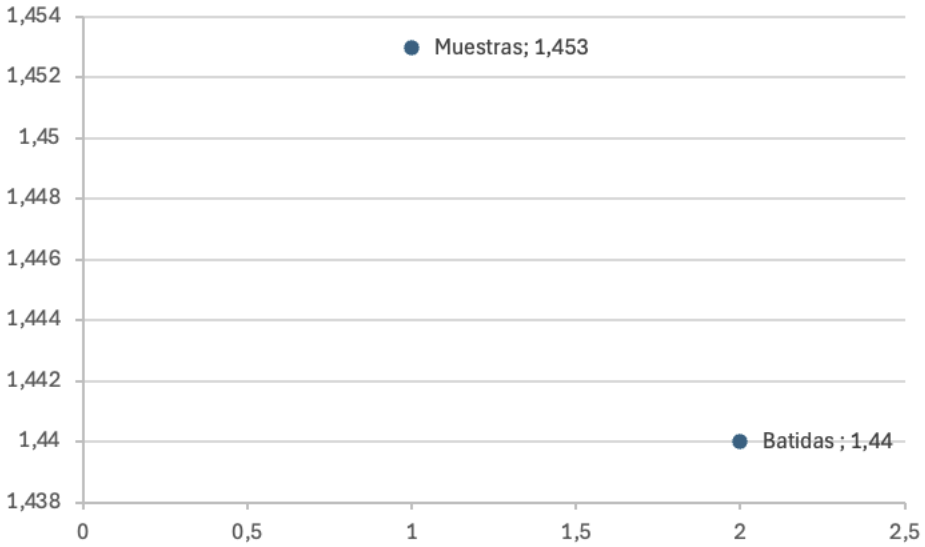


Figura 15 muestra 1 & Bastidas,2018

Comparado con el estudio de Bastidas (1.44%), la $Muestra\ 1$ tiene un contenido de azufre levemente superior (1.453%). La diferencia es de 0.013%, lo que es marginal y sigue siendo ligeramente más alta. La diferencia es pequeña pero notable, indicando que podría requerir medidas adicionales de desulfuración para cumplir con las normativas y calidad del producto y sus derivados.

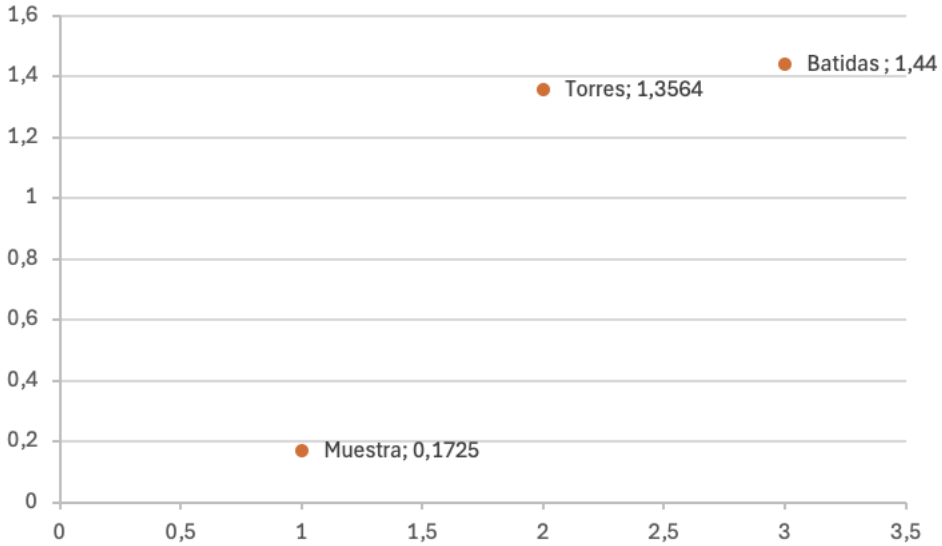


Figura 16 muestra 3 & Torres,2013 & Bastidas,2018

El contenido de azufre en la $Muestra\ 3$ es significativamente más bajo (0.1725%) en comparación con el resultado de Torres (1.3564%). La diferencia es de

1.1839%, lo que indica que la $Muestra$ 3 tiene una pureza mucho mayor en términos de contenido de azufre. Comparándolo con el resultado de Bastidas (1.44%), tiene un menor porcentaje (0.1725%). La diferencia es de 1.2675%. Tiene un contenido de azufre significativamente menor que los resultados, esta diferencia considerable indica que es mucho más pura y favorable para el procesamiento sin necesidad de extensos procedimientos que pueden ser costosos.

4.4 LIMITACIONES DEL ESTUDIO

a) ***BS&W:*** El método de análisis de agua y sedimentos (bajo la norma $ASTM\ D-1796$) no fue tan preciso como el método de destilación (bajo la norma $ASTM\ D-4006$) utilizado por Bastidas y Torres. Esto puede causar diferencias en los resultados y dificultar las comparaciones directas.

b) ***Muestras***: El estudio se basa en tres muestras pequeñas, por lo que pueden no ser representativas de todo el crudo disponible en la refinería. Con un tamaño de muestra tan pequeño, es imposible capturar toda la variabilidad en las propiedades del crudo.

c) ***Contenido de agua en la muestra 2***: Debido a su alto contenido de agua y sedimentos ($87\%\ BS\&W$), $la\ muestra\ 2$ no se pudo medir con precisión el contenido de azufre. Esta alta concentración de impurezas afecto la obtención de resultados comparables y precisos.

d) ***Instrumentación:*** Diferentes instrumentos y métodos utilizados para medir el contenido de azufre pueden causar variaciones en los resultados. Esto puede incluir diferentes calibraciones de equipos de fluorescencia de rayos X. Aunque todos los estudios se basan en la $norma\ ASTM\ D-4294$, las diferencias en los equipos y su calibración pueden afectar la precisión de las mediciones.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

Las propiedades físicas y químicas del crudo varían significativamente según su origen, producción, composición, entre otros factores. El contenido de agua y azufre en las muestras de crudo de este estudio fue su característica principal. El contenido de agua varió entre $0.1\%\ a\ 0.7\%$, mientras que el contenido de azufre se estimó un $0.17\%\ a\ 1.45\%$, sin tener en cuenta la segunda muestra debido a su alto contenido de agua. Estas diferencias nos ayudaron a comprender mejor el rompimiento de las emulsiones y cómo pueden tratarse de manera efectiva para futuros procedimientos.

El método utilizado para el rompimiento de emulsiones en las muestras de crudo se basó en el uso de centrifugación a $1500\ rpm\ durante\ 15\ minutos$, junto con la adición de un demulsificante "$Embreak\ 2W157$". Bajo la norma $ASTM\ D-1796$, este método mecánico y químico se utilizó para determinar las diversas densidadades y contenido de parafinas presentes en el crudo.

La $Muestra\ 1$, con un volumen de agua y sedimentos de $0.35\ ml\ y\ un\ BSW\ del\ 0.7\%$, muestra que el método separó eficazmente las fases con un bajo contenido de agua residual, lo que indica una buena eficiencia de separación.

Por otro lado, la $Muestra\ 2$ muestra limitaciones en la eficiencia del método, con un alto volumen de agua y sedimentos de $43.5\ ml\ y\ un\ BSW\ del\ 87\%$. El alto contenido de agua indica que la centrifugación y el demulsificante no fueron suficientes para una separación completa.

La $Muestra\ 3$, que tiene un volumen de agua y sedimentos de $0.05\ ml\ y\ un\ BSW\ del\ 0.1\%$, demuestra una separación altamente eficiente. A pesar del

alto contenido de parafinas, el método logró separar sin problemas las fases acuosa y oleosa.

La mayoría de las muestras parecen ser adecuadas para la centrifugación a $1500\ rpm\ durante\ 15\ minutos\ a\ 70\ °\ C$. Sin embargo, para mejorar la eficiencia de separación en muestras con un alto contenido de agua, como la $Muestra\ 2$, podrían ser necesarios cambios en la velocidad de centrifugación, el tipo de demulsificante y la cantidad utilizado.

Es crucial considerar las propiedades específicas del crudo, como el contenido de parafinas y otras impurezas, al optimizar las condiciones de separación para garantizar resultados eficientes.

El contenido de agua y sedimentos, así como el contenido de azufre de las muestras de crudo evaluadas, muestran variaciones significativas. La $Muestra\ 2$ se destaca por su alto contenido de agua, lo que afecta la eficiencia de separación y podría requerir tratamientos adicionales para resultados más precisos y representativos.

Bajo la norma $ASTM\ D-4294$ tiene un contenido de azufre diferente en diferentes muestras, lo que afecta la calidad del producto final. $La\ Muestra\ 3$ es una muestra de crudo de alta calidad que podría ser menos costosa de procesar debido a su bajo contenido de agua y sedimentos y su bajo contenido de azufre.

Las $muestras\ 1\ y\ 3$ muestran resultados favorables y pueden considerarse de buena calidad para la refinación, mientras que la $muestra\ 2$ requiere un tratamiento significativo para ser utilizable. Estos resultados demuestran la importancia de ajustar y optimizar las técnicas de separación para un correcto uso de las muestras crudas en la industria.

5.2 RECOMENDACIONES

Se debe continuar ajustando las condiciones de centrifugación y el uso de demulsificantes para mejorar la separación de emulsiones, especialmente en casos como la Muestra 2.

Implementar un monitoreo completo y regular el contenido de agua, sedimentos y azufre para asegurar la consistencia y calidad del crudo procesado.

Explorar otros métodos para manejar eficazmente muestras con desafíos particulares, como alto contenido de agua, para optimizar la eficiencia operativa y reducir costos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Abdelfatah, E., Chen, Y., Berton, P., Rogers, R. D., & Bryant, S. (2019, March 29). Tuning Ionic Liquids for Simultaneous Dilution and Demulsification of Water-in-Bitumen Emulsions at Ambient Temperature. Day 2 Tue, April 09, 2019. https://doi.org/10.2118/193615-MS

ALEXANDRA ELIZABETH TORRES EGAS. (2013). CARACTERIZACIÓN Y EVALUACIÓN DEL CRUDO CARGA DE LA REFINERÍA ESTATAL DE ESMERALDAS. https://www.dspace.uce.edu.ec/server/api/core/bitstreams/1e7050f1-c186-4bad-b9e2-e34247e62263/content

Alvarez, D. O. (2021). Decantación - Concepto, métodos y ejemplos. https://concepto.de/decantacion/

Antonio, C. C. J., & Andrés, B. A. L. (2016). "DISEÑO CONCEPTUAL DE UN TRATAMIENTO PARA SEPARACIÓN DE SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN EN UN SISTEMA DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS" [ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL]. https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/36570/1/D-CD70185.pdf

Arias Orejuela, H. M. (2023). Determinación del contenido de sales totales en petróleo crudo por el método electrométrico para ser procesado en Refinería Estatal

Esmeraldas. Ibero-American Journal of Engineering & Technology Studies, 3(2), 12–25. https://doi.org/10.56183/iberotecs.v3i2.628

Arturo, C. S. J. (2022). "Análisis de reservas recuperadas en la arenisca Napo 'U' de los campos Coca- Payamino, Bloque-07 con el sistema de recuperación secundaria por medio de inyección de agua" [UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA]. https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/7074/1/UPSE-MPE-2022-0006.pdf

ASTM International. (2011). ASTM D1796-11, Standard Test Method for Water and Sediment in Fuel Oils by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure). ASTM International, West Conshohocken, PA. DOI:10.1520/D1796-11.

ASTM International. (2018). ASTM D1796-13(2018) Standard Test Method for Water and Sediment in Fuel Oils by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure). West Conshohocken, PA: ASTM International. doi: 10.1520/D1796-13R18.

ASTM International. (2020). ASTM D4294-20, Standard Test Method for Sulfur in Petroleum and Petroleum Products by Energy Dispersive X-ray Fluorescence Spectrometry. ASTM International, West Conshohocken, PA. DOI:10.1520/D4294-20.

Andrango Chacón, C. M. (2009). Estudio de recuperación de crudos pesados en el campo pungarayacu mediante inyección de vapor de agua utilizando tecnología actual:(ed.). B - Escuela Politécnica Nacional. https://elibro.net/es/lc/upse/titulos/85696

Bastidas Ulcuango Patricia Mónica. (2018). Caracterización Físico-Química del Crudo Oriente en la Refinería Estatal Esmeraldas. https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/19723/1/CD-9123.pdf

Bastidas, M. P. (2018). Caracterización Físico-Química del Crudo Oriente en la Refinería Estatal Esmeraldas [Escuela Politécnica Nacional]. https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/19723/1/CD-9123.pdf

Burgos, B. G. A. (2015). Selección y Formulación de un Agente Desemulsificante para la Deshidratación del Crudo, Proveniente de la Plataforma Albacora, Lote Z-1 [Universidad Nacional de Piura]. https://core.ac.uk/download/pdf/250077182.pdf

Cardona Bonilla, C. J. (2019). Evaluación técnica de los procesos de deshidratación de crudo extra-pesado, en el campo capella de emerald energy plc. https://noesis.uis.edu.co/handle/20.500.14071/12952

Cortés Llerena, C. F. (2017). Técnicas para mejorar el transporte de crudos pesados por oleoductos. http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/18837

Cuadros Buenaventura, V. A. (2018). Caracterización geológica de la formación socorro en el campo Pacoa. Quito: UCE. http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/14981

Domínguez, H. (2020, julio 5). azufre en petróleo y derivados, fluorescencia de rayos X. Ilión Analítica. https://ilion.com.uy/azufre-en-aceites/

FALCÓN Gutiérrez, D. P. (2017). Optimización del proceso de deshidratación del crudo en la planta de tratamiento del complejo de producción y facilidades Indillana

(CPF) de Petroamazonas EP, bloque 15 en el año 2015. Rediseño del proceso de deshidratación del crudo en el año 2015 [UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI]. http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/6536/1/MUTC-000492.pdf

Granados Carrasco, E., & González Méndez Antonio, L. (2014). Caracterización PVT para Aceites Pesados y Extra-pesados en México. http://132.248.52.100:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/3073

García Jiménez, R. D. J. (2016). Estudio teórico-experimental del rompimiento de emulsiones agua/petróleo mediante copolímeros base acrílicos.

Hernández, I. (2019, noviembre 13). Propiedades físicas y químicas de los hidrocarburos para su comercialización. CAYROS. https://www.cayrosgroup.com/post/propiedades-físicas-y-químicas-de-los-hidrocarburos-para-su-comercialización

Hirasaki, G.J. (1993). "Demulsifiers for Crude Oil Emulsions: Mechanisms and Classification". Society of Petroleum Engineers Journal, 8(2), 230-238.

Hugo, E. H. O. (2016). Fundamentos de las Emulsiones Agua-Aceite Crudo y su Aplicación en la Industria Petrolera [Universidad Nacional Autónoma de México]. http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/14861/1/FUNDAMENTOS%20DE%20LAS%20EMULSIONES%20AGUA-ACEITE%20CRUDO%20Y%20SU%20APLICACIÓN%20EN%20LA%20INDUSTRIA%20PETROLERA.pdf

J.M.K.C. Donev et al. (2024). Energy Education. Disponible: https://energyeducation.ca/es/. [Accedido: 2024].

Jacinto Soto, H. (2006). Potencial contaminación por cromo en el proceso de refinación del petróleo [UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS]. https://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtualdata/monografias/ingenie/jacinto_sh/cap4.pdf

Jessica, W. (2021, junio 9). Principios de emulsificación. Lankem. https://www.lankem.com/post/principios-de-emulsificación?lang=es

Kosegarten Conde, C. E., & Jiménez Munguía, y. M. T. (2012). Factores principales que intervienen en la estabilidad de una emulsión doble. Usfx.bo. https://handbook.usfx.bo/nueva/vicerrectorado/citas/TECNOLOGICAS_20/Ingenieria%20de%20Alimentos/TSIA-62Kosegarten-Conde-et-al-2012.pdf

La Transición Ecológica, M. P. (s/f). El petróleo y su comportamiento. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Recuperado el 22 de junio de 2024, de https://www.miteco.gob.es/es/costas/temas/proteccion-medio-marino/plan-ribera/contaminacion-marina-accidental/petroleo_y_comportamiento.html

Labomersa. (2021). Determinación del contenido en agua por valoración Karl-Fischer – Método Volumétrico. Labomersa.com. https://labomersa.com/2021/09/30/determinacion-del-contenido-en-agua-por-valoracion-karl-fischer-metodo-volumetrico/

Landeta Avellaneda Gabriel Alejandro. (2014). Caracterización y Evaluación de Crudos Pesados del Oriente Ecuatoriano. https://www.dspace.uce.edu.ec/server/api/core/bitstreams/1d9cfa8d-7b0e-430c-8c0c-0d84cb1adfcc/content

León, E. A. (2011). DE LA CARACTERIZACIÓN DE CRUDOS QUÉ ES CLAVE PARA DIAGNOSTICAR LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS. In Revista Fuentes: El Reventón Energético (Vol. 9).

López Santillán, L. E. (2018). "REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD CINEMÁTICA EN EMULSIONES DE CRUDOS PESADOS." https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/4612

MathPro. (2021). INTRODUCCIÓN A LA REFINACIÓN DEL PETRÓLEO Y PRODUCCIÓN DE GASOLINA Y DIÉSEL CON CONTENIDO ULTRA BAJO DE AZUFRE. Theicct.org. https://theicct.org/sites/default/files/ICCT_RefiningTutorial_Spanish.pdf

Matos, M., Luque, S., & Gutiérrez, G. (2020). Formulación y estabilidad de emulsiones para encapsulación de biocompuestos (Vol. 116, Issue 2). www.rseq.org

Mehdizadeh, P. (2005, November 1). High-Temperature Multiphase Flowmeters in Heavy-Oil Thermal Production. All Days. https://doi.org/10.2118/98009-MS

Melek Campos-Sofia, I. I., Maida León-Cañet, I. I., Yadira Silveira-Font, L. I., Alina-Moro Martínez, I. I., & José Falcón-Hernández, D. I. (2015). Tratamiento

magnético sobre parámetros físicos-químicos de muestras de petróleo Effect of magnetic treatment on physical-chemical parameters of oil samples.

Mexicano, S. G. (2017). Características del petróleo. Gob.mx. https://www.sgm.gob.mx/Web/MuseoVirtual/Aplicaciones_geologicas/Caracteristicas-del-petroleo.html

Moreira, S. B. E., & Guevara, P. (s/f). ANÁLISIS DE HIDROCARBUROS DE PETRÓLEO EN AGUA MEDIANTE CROMATOGRAFÍA DE GASES. Edu.ec. Recuperado el 29 de junio de 2024, de https://repositorio.espe.edu.ec/bitstream/21000/4655/2/T-ESPE-032766-A.pdf

Moreno González, S. A., & Villamizar Gelves, H. S. (2021). CARACTERIZACIÓN DE UN CRUDO PROVENIENTE DE UN CAMPO MADURO DE LA CUENCA DEL MAGDALENA MEDIO MEDIANTE MÉTODOS ESTANDARIZADOS DE PRUEBAS DE LABORATORIO.

Moreno Salas, A. P. Estudio experimental para la caracterización fisicoquímica de aceites extra-pesados producidos en México.

Nagarajan, N. R., Dong, C. ., Mullins, O. C., & Honarpour, M. M. (2012, October 8). Challenges of Heavy Oil Fluid Sampling and Characterization. All Days. https://doi.org/10.2118/158450-MS

Olmos, S. S. (2017, noviembre 4). EMULSIONES. Farmaceuticos.com. https://botplusweb.farmaceuticos.com/documentos/2017/4/11/114468.pdf

Orángel J., F. A. (2002). SELECCIÓN DE UN AGENTE DESEMULSIFICANTE PARA LA DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO PROVENIENTE DE LA UNIDAD COLÓN DEL MUNICIPIO JESÚS MARÍA SEMPRÚM DEL ESTADO ZULIA [Universidad Central de Venezuela]. http://saber.ucv.ve/bitstream/10872/130/1/TESIS.pdf

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.

Para, M., & Den, P. N. T. (2016). La densidad. In Poéticas del presente (pp. 153–164). Vervuert Verlagsgesellschaft. https://doi.org/10.31819/9783954878895-010

Peiro, S. A. (2021, agosto 5). Aplicaciones de Filtración para Hidrocarburos y Aceites Lubricantes. Peiro, S.A. https://peiro.com/aplicaciones/energia-industria-petroquimica/

Pietrangeli, G., Quintero, L., Jones, T., & Darugar, Q. . (2014, September 24). Treatment of Water in Heavy Crude Oil Emulsions with Innovative Microemulsion Fluids. Day 1 Wed, September 24, 2014. https://doi.org/10.2118/171140-MS

Ramón, C. A. O. (s/f). “Estudio de las propiedades físicas de los crudos de importación.” INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIERREZ. Recuperado el 29 de junio de 2024, de http://repositoriodigital.tuxtla.tecnm.mx/xmlui/bitstream/handle/123456789/2886/MDRPIQ2016002.pdf?isAllowed=y&sequence=1

Reyes, P., & Di Scipio, S. (2012). Caracterización físico-química de emulsiones de aceite de maíz en agua. Revista De La Facultad De Ingenieria, 27(1), 56–69. https://ve.scielo.org/scielo.php?pid=S0798-40652012000100007&script=sci_arttext

Rodriguez, F. ., Rousseau, D. ., Bekri, S. ., Djabourov, M. ., & Bejarano, C. . (2014, December 8). Polymer Flooding for Extra-Heavy Oil: New Insights on the Key Polymer Transport Properties in Porous Media. Day 2 Tue, December 09, 2014. https://doi.org/10.2118/172850-MS

Rodriguez, F., Belhaj, H., Rousseau, D., & AlDhuhoori, M. (2022, October 31). Generation of Complex Emulsions During the Application of Improved Recovery Methods in Venezuelan Heavy and Extra-Heavy Oil Reservoirs: A Critical Review. Day 3 Wed, November 02, 2022. https://doi.org/10.2118/211106-MS

Rodríguez, J., Ortiz, A., Figuera, R., Orfila, L., Molina, J. W., Jd, M., & Molina, F. (s/f). CARACTERIZACIÓN DE LA VISCOSIDAD Y SU COMPORTAMIENTO EN LOS PROCESOS TERMICOS APLICADOS EN YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS. Nakasawaresources.com. Recuperado el 22 de junio de 2024, de https://innovamas.nakasawaresources.com/wp-content/uploads/2021/09/2020-012-VISCOSIDAD-THERMAL-RECOVERY.pdf

Santillán, L. E. L. (2018). “REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD CINEMÁTICA EN EMULSIONES DE CRUDOS PESADOS” [UNIVERSIDAD ESTATAL

PENINSULA DE SANTA ELENA FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO]. https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/4612/3/UPSE-TIP-2018-0016.pdf

SICA. (2020, febrero 21). ¿Qué elementos intervienen en el método de centrifugación? SICA Medición. https://www.sicamedicion.com.mx/blog/optimizacion-procesos/elementos-en-metodo-de-centrifugacion/

Temizel, C., Kirmaci, H., Inceisci, T., Wijaya, Z., Zhang, M., Balaji, K., Suhag, A., Ranjith, R., Al-Otaibi, B., Al-Kouh, A., Zhu, Y., & Yegin, C. (2016, December 6). Production Optimization in Heavy Oil Recovery Processes. Day 3 Thu, December 08, 2016. https://doi.org/10.2118/184135-MS

Torres, I. (2017). Metodo de Tratamientos de Emulsiones. Mindomo.com. https://www.mindomo.com/es/mindmap/metodo-de-tratamientos-de-emulsiones-91a08e89450445dbb710dd2567a683d7

Utria Robinson, Luz María. (2017). CARACTERIZACIÓN FISICOQUIMICA Y EVALUACIÓN DE UN ROMPEDOR DE EMULSIONES AGUA/ACEITE PARA EL TRATAMIENTO QUÍMICO DE APLICACIÓN EN CAMPO PETROLERO.https://doi.org/https://hdl.handle.net/11227/9917 http://dx.doi.org/10.57799/11227/1369

Vega Albán, J. F. (2022). Estudio para la optimización del proceso de deshidratación del crudo en una instalación de producción, en el campo del Oriente ecuatoriano. https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/7414

Velásquez, I., & Pereira, J. C. (2014). Emulsiones de agua en crudo. Aspectos Generales. Revista ingenieria UC, 21(3), 45-54.

Zamora Aguilar, & Estela Isabel. (2019). Caracterización físico-química del crudo napo en la Refinería Estatal Esmeraldas (REE). http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20214

ANEXOS

Figura 18 Las 3 muestras de crudo.

Figura 17 Solvente para la centrifugación.

Figura 19 Los 3 tubos de centrifugación para el análisis de agua y sedimentos.

Figura 20 Demulsificante "Embreak 2W157".

Figura 21 Mezcla de 50 ml de solvente y 50ml de la muestra 1.

Figura 22 Centrifugación para determinar el contenido de agua y sedimentos bajo la norma ASTM D-1796.

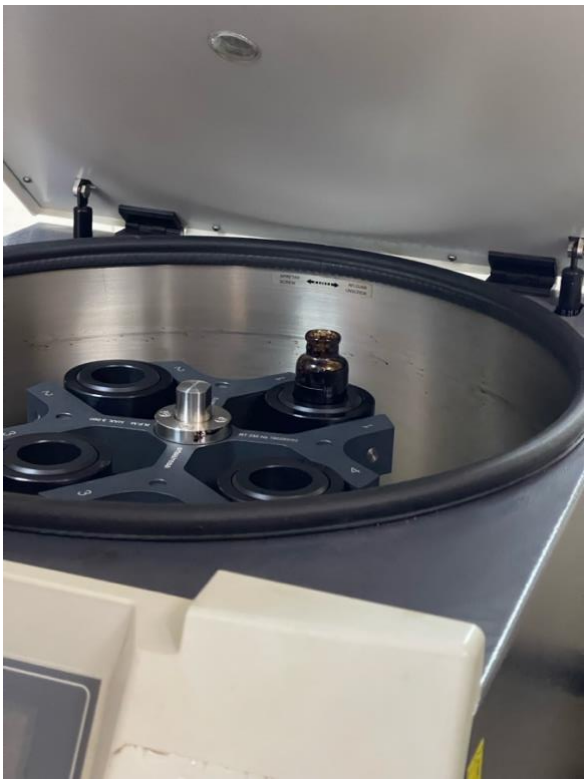


Figura 23 Colocación de los tubos en portatubos opuestos.

Figura 24 Mezcla de 50 ml de solvente y 50ml de la muestra 2 y 3.

Figura 25 Tubos de la muestra 2 y 3 en portatubos opuestos.

Figura 26 Inicio de la Centrifugación a 70C por 15 min a 1500 rpm.

Figura 27 Retiro de tubos con cuidado de la muestra 1.

Figura 28 Retiro de tubos con cuidado de la muestra 2 y 3.

Figura 29 Lectura y registro del volumen agua y sedimentos de la muestra 1.

Figura 30 Mezcla de 50 ml de solvente y 50ml de la muestra 2.

Figura 31 Mezcla de 50 ml de solvente y 50ml de la muestra 3.

Figura 32 Analizador de Azufre en petróleo y derivados - SLFA-600 Serie Fluorescencia de rayos X (Domínguez, 2020).