



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

TITULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

**ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE EMULSIONES A PARTIR DE
MUESTRAS DE CRUDO EXTRAPESADO ECUATORIANO**

AUTORA

Allisson Paulette Giler Zamora.

TRABAJO DE TITULACIÓN

Previo a la obtención del grado académico en
MAGISTER EN PETRÓLEOS

TUTOR

Ing. José Villegas Salabarría, PhD

La Libertad, Ecuador

Año 2025



UPSE

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

**Econ. Roxana Álvarez Acosta, PhD
COORDINADORA (E) DEL
PROGRAMA**

**Ing. Jose Villegas Salabarría, PhD
TUTOR**

**Ing. Sadi Iturralde Kure, Mgtr.
DOCENTE ESPECIALISTA**

**Ing. Carlos Portilla Lazo, Mgtr.
DOCENTE ESPECIALISTA**

**AB. Maria Rivera González, Mgtr.
SECRETARIA GENERAL
UPSE**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

CERTIFICACIÓN

Certifico que luego de haber dirigido científica y técnicamente el desarrollo y estructura final del trabajo, este cumple y se ajusta a los estándares académicos, razón por el cual apruebo en todas sus partes el presente trabajo de titulación que fue realizado en su totalidad por ALLISSON PAULETTE GILER ZAMORA, como requerimiento para la obtención del título de Magister en Petróleos.

TUTOR

Ing. José Villegas Salabarría, PhD

22 días del mes de enero del año 2025



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA
ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, ALLISSON PAULETTE GILER ZAMORA

DECLARO QUE:

El trabajo de Titulación, ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE EMULSIONES A PARTIR DE MUESTRAS DE CRUDO EXTRAPESADO ECUATORIANO previo a la obtención del título en Magister en Petróleos, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

La Libertad, a los 22 días del mes de enero del año 2025

LA AUTORA

ALLISSON PAULETTE GILER ZAMORA



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE EMULSIONES A PARTIR DE MUESTRAS DE CRUDO EXTRAPESADO ECUATORIANO, presentado por el estudiante, ALLISSON PAULETTE GILER ZAMORA fue enviado al Sistema Antiplagio URKUND, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 3%, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.



TUTOR

Ing. José Villegas Salabarría, PhD



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

AUTORIZACIÓN

Yo, ALLISSON PAULETTE GILER ZAMORA

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que haga de este trabajo de titulación o parte de él, un documento disponible para su lectura consulta y procesos de investigación, según las normas de la Institución.

Cedo los derechos en línea patrimoniales de artículo profesional de alto nivel con fines de difusión pública, además apruebo la reproducción de este artículo académico dentro de las regulaciones de la Universidad, siempre y cuando esta reproducción no suponga una ganancia económica y se realice respetando mis derechos de autor

La Libertad, a los 22 días del mes de enero del año 2025

LA AUTORA

Allisson Paulette Giler Zamora

AGRADECIMIENTO

El presente trabajo de investigación se lo dedico principalmente a Dios, por permitirme lograr una meta más para mi vida, por darme las fuerzas de no desistir en el transcurso del camino.

A mis padres, por ser el pilar fundamental, por el amor y la perseverancia de seguir encaminándome a un mejor futuro.

A mi tutor por ser parte de este proceso, por su paciencia y conocimientos como docente.

Y a mis amigos(as) por el apoyo moral.

Allisson Paulette, Giler Zamora

DEDICATORIA

A Dios, a mis padres, y a todas esas personas que estuvieron desde un inicio en este proceso alentándome con su positivismo para que pudiera cumplir con este objetivo.

Muchas gracias por todo, los llevo en el corazón.

Allisson Paulette, Giler Zamora

ÍNDICE GENERAL

TITULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	I
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	IV
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO.....	V
AUTORIZACIÓN.....	VI
AGRADECIMIENTO.....	VII
DEDICATORIA.....	VIII
ÍNDICE GENERAL.....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XII
RESUMEN	XIV
ABSTRACT	XV
INTRODUCCIÓN	1
Planteamiento de la investigación.....	2
Formulación del problema de investigación.....	2
Objetivo General.....	2
Objetivos Específicos	3
Planteamiento hipotético.....	3
CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL.....	4
1.1. Revisión de literatura.....	4
1.2. Propiedades que afectan la estabilidad de una emulsión	7
1.2.1. Tensión interfacial (IFT).....	7
1.2.2. Viscosidad de la fase continua.....	7
1.2.3. Tamaño de gota.....	8
1.2.4. Composición volumétrica de las fases.....	8
1.2.5. Temperatura.....	8
1.2.6. pH.....	8
1.2.7. Envejecimiento de la interfase.....	9

1.2.8.	Salinidad.....	9
1.2.9.	Tipo de crudo	9
1.2.10.	Diferencia de densidad	9
1.2.11.	Cationes divalentes.....	9
1.2.12.	Propiedades reológicas interfaciales	9
1.3.	Desarrollo teórico y conceptual.....	10
1.3.1	Emulsiones estabilizadas por asfaltenos.....	10
1.3.2	Efecto de los tensioactivos, polímeros surfactantes y aditivos químicos en la estabilidad de las emulsiones	12
1.3.2.1	Propiedades y mecanismos de acción de los tensioactivos.....	12
1.3.2.2	Polímeros surfactantes: soluciones avanzadas para sistemas complejos .	12
1.3.2.3	Efecto de la concentración y tiempo de interacción.....	12
1.3.2.4	Aplicación práctica en campo	12
1.3.3.	Factores operativos que afectan la estabilidad de emulsiones en campo	13
1.3.3.1	Presión.....	13
1.3.3.2	Temperatura.....	13
1.3.3.3	Salinidad del agua producida	14
1.3.3.4	Flujo Turbulento	14
1.3.4	Métodos de desestabilización de emulsiones.....	15
1.4.	Campos petroleros relevantes de la investigación.....	17
1.4.1.	Bloque 43-Campo ITT.....	17
1.4.1.1	Características del crudo.....	17
1.4.1.2	Desafíos Operativos	17
1.4.2.	Bloque 1-Campo Pacoa.....	18
1.4.2.1	Características del crudo.....	19
1.4.2.2	Desafíos Operativos	19
CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA.....		21
2.1.	Contexto de la investigación.....	21
2.2.	Diseño y alcance de la investigación.....	21
2.3.	Tipo y métodos de investigación.....	22
2.4.	Población y muestra.....	23
2.4.1.	Población de estudio:	23
2.4.2.	Muestra	23

2.4.3. Variables	23
2.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos	23
2.5.1 Técnicas de recolección de datos	23
2.5.2 Instrumentos de recolección de datos	23
2.6. Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información.	24
CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	25
3.1. Caracterización de las muestras de crudo pesado y extrapesado.....	25
3.2. Pruebas de botella con diferentes formulaciones.....	27
3.3. Influencia de las variables determinadas en la experimentación.....	31
3.4. Selección el mejor tratamiento químico de los ensayos realizados.....	32
3.5. Análisis económico	33
3.6. Discusión.....	35
CONCLUSIONES.....	38
RECOMENDACIONES	40
REFERENCIAS.....	41
ANEXOS.....	50
Anexo 1: Pruebas de laboratorio de muestras de Crudo ITT	50

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. <i>Características de la muestra de crudo La Mata Chivato</i>	26
Tabla 2. <i>Características de la muestra de crudo ITT</i>	26
Tabla 3. <i>Diseño del ensayo de interacción aditivo-emulsión</i>	28
Tabla 4. <i>Interacción aditivo-emulsión crudo La Mata Chivato #1</i>	29
Tabla 5. <i>Interacción aditivo-emulsión crudo La Mata Chivato #2</i>	29
Tabla 6. <i>Interacción aditivo-emulsión crudo La Mata Chivato #3</i>	29
Tabla 7. <i>Interacción aditivo-emulsión crudo ITT #1</i>	30
Tabla 8. <i>Interacción aditivo-emulsión crudo ITT #2</i>	30
Tabla 9. <i>Interacción aditivo-emulsión crudo ITT #3</i>	31
Tabla 10. <i>Costo total de tratamiento en función de la concentración y tipo de emulsión por 1000 bbl</i>	34
Tabla 11. <i>Eficiencia del tratamiento con el crudo ITT, aditivo tipo B concentración 2% w/w</i>	36

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. <i>Diagrama de emulsiones estabilizadas.</i>	10
Figura 2. <i>Ubicación geográfica del Campo ITT- Bloque 43</i>	18
Figura 3. <i>Ubicación del área La Mata Chivato en el Campo Pacoa</i>	20
Figura 4. <i>Formación de emulsiones para análisis de laboratorio</i>	27
Figura 5. <i>Ensayo de viscosidad del crudo ITT</i>	35
Figura 6. <i>Ensayo de viscosidad del crudo La Mata Chivato</i>	36

RESUMEN

Este proyecto de investigación consiste en evaluar la aplicación de diferentes tipos de aditivos químicos que permitan primero la ruptura de emulsiones estables en crudos pesados y extrapesados en el país, y segundo entender el fenómeno de la interacción y del por qué algunos aditivos no logran resultados positivos en las pruebas de campo. Se pudo determinar que en la muestra de crudo del Campo Pacoa área La Mata Chivato el contenido de asfaltenos es menor del 30% en peso y que en la muestra de crudo extrapesado del ITT su contenido es mayor de ese valor, lo que como resultado determinó que cada una necesite un tipo de aditivo para ruptura de emulsión, para el Crudo Pacoa área La Mata Chivato fue necesario un surfactante con concentraciones que oscilan hasta un 2% en volumen y para el Crudo ITT fue necesario un polímero surfactante con concentraciones hasta del 2% en peso, donde la concentración de estos químicos dependen del tipo y contenido de asfaltenos y parafinas que constituyen casos especiales de tratamiento. De particular interés es el crudo del Campo ITT, cuyo alto contenido de asfaltenos y elevado punto de fluidez hicieron necesaria su manipulación en caliente para alcanzar resultados efectivos. Este hallazgo subraya la importancia de adaptar los tratamientos químicos y las condiciones operativas a las características específicas de cada crudo, optimizando así la ruptura de emulsiones y mejorando la eficiencia de los procesos en campo.

Palabras claves: asfaltenos, surfactantes, polímero surfactante, tiempo de interacción.

ABSTRACT

This research project consists of evaluating the application of different types of chemical additives that allow first to break stable emulsions in heavy and extra-heavy crudes in the country, and second to understand the interaction phenomenon and why some additives do not achieve positive results in field tests. It was determined that in the crude oil sample from the Pacoa Field, La Mata Chivato area, the asphaltene content is less than 30% by weight and that in the extra heavy crude oil sample from ITT its content is higher than that value, which as a result determined that each one needs a type of additive for emulsion breaking, For the Pacoa crude oil from La Mata Chivato area, a surfactant was necessary with concentrations ranging up to 2% by volume and for the ITT crude oil a polymer surfactant was necessary with concentrations up to 2% by weight, where the concentration of these chemicals depends on the type and content of asphaltenes and paraffines, which are special cases of treatment. Of particular interest is the ITT field crude, whose high asphaltene content and high pour point necessitated hot handling to achieve effective results. This finding underscores the importance of tailoring chemical treatments and operating conditions to the specific characteristics of each crude, thus optimizing emulsion breakage and improving field process efficiency.

Keywords: Asphaltenes, surfactants, polymer surfactant, interaction time.

INTRODUCCIÓN

Ecuador es un importante productor de petróleo en América Latina, destacándose por la explotación de crudos pesados y extrapesados, que constituyen una parte significativa de sus reservas. Estos hidrocarburos se caracterizan por su alta viscosidad, densidad (generalmente por debajo de 20° API) y elevado contenido de asfaltenos, resinas y otros compuestos polares. Entre los yacimientos más representativos se encuentran el Bloque 43 del campo ITT (Ishpingo-Tambococha-Tiputini), con crudos de 10° API y viscosidades superiores a 60,000 cP a 25 °C, así como campos como Pungarayacu, Vinita y Suroriente.

Una de las principales dificultades asociadas con la producción y transporte de estos crudos es la formación de emulsiones agua-petróleo (Cortés-Llerena, 2017). Estas emulsiones se originan debido a la mezcla mecánica durante las etapas de producción, transporte y tratamiento, y se estabilizan por la presencia de compuestos polares como los asfaltenos, que actúan como emulsificantes naturales al formar películas rígidas en la interfase agua-aceite. La estabilidad de estas emulsiones representa un desafío técnico y económico, ya que dificulta la separación eficiente del agua y el petróleo, incrementando los costos de procesamiento, transporte y tratamiento del crudo (Flores-Ramírez, 2018).

En el contexto ecuatoriano, la optimización de técnicas para la ruptura de emulsiones es crítica, especialmente en campos con crudos extrapesados que requieren tratamientos más específicos. Aunque existen métodos físicos, térmicos y químicos para abordar este problema, el uso de tratamientos químicos, como demulsificantes, ha demostrado ser una de las estrategias más efectivas y versátiles. Sin embargo, la selección y optimización de los demulsificantes adecuados dependen en gran medida de la caracterización del crudo y de las condiciones específicas de cada campo.

La presente investigación se enfoca en el análisis detallado de la estabilidad de emulsiones generadas a partir de crudos extrapesados ecuatorianos. Su objetivo es identificar los factores que influyen en su formación y persistencia, así como evaluar el desempeño de diferentes tratamientos químicos para la ruptura de estas emulsiones. Este enfoque no solo busca mejorar la eficiencia operativa, sino también contribuir al desarrollo de

soluciones adaptadas a las condiciones locales de producción, favoreciendo la sostenibilidad y competitividad de la industria petrolera ecuatoriana.

Planteamiento de la investigación

El contenido de agua en las emulsiones formadas por crudos extrapesados representa un desafío significativo durante el proceso de separación en superficie debido a su alta estabilidad, lo que dificulta su ruptura por tratamientos convencionales. Estos sistemas de tratamiento normalmente requieren de la combinación de múltiples variables operativas, además de un análisis pormenorizado para caracterizar el crudo a procesar. Con este tipo de análisis complejo, que puede incrementar los costos operativos, convierte el procesamiento de este tipo de emulsiones en costoso e, incluso, supone un riesgo por que convertiría inviables económicamente la producción de este tipo de reserva de hidrocarburos.

Un uso adecuado de aceleradores de ruptura de emulsiones o también denominados desestabilizadores o surfactantes, permiten que la separación del agua de la emulsión sea más rápida gracias a una adecuada comprensión de los fenómenos interfaciales que se presentan frecuentemente en los crudos extrapesados (Ma et al., 2021). Es necesario recalcar, que no todos los crudos pesados presentan el mismo tipo de comportamiento, por lo que es importante caracterizarlos adecuadamente en una primera etapa, para posteriormente estudiar su comportamiento frente a dosificaciones de diferentes tipos de ruptores comerciales en el mercado, tanto como en la elaboración de formulaciones exclusivas para los tipos especiales de crudos pesados o extrapesados y sus emulsiones.

Formulación del problema de investigación

La investigación del comportamiento de estabilidad de emulsiones a partir de muestras de crudos extrapesados ecuatorianos permitirá identificar el tratamiento más eficiente para su ruptura por vía química.

Objetivo General

Evaluar la estabilidad de emulsiones de crudos extrapesados ecuatorianos relativa a su proceso de ruptura por vía química

Objetivos Específicos

1. Caracterizar diferentes fases de emulsiones y ruptores químicos
2. Realizar pruebas de botella con diferentes formulaciones
3. Analizar la influencia de las variables determinadas en la experimentación
4. Seleccionar el mejor tratamiento químico de los ensayos realizados

Planteamiento hipotético

¿Es factible realizar un análisis del comportamiento de la estabilidad de emulsiones a partir de muestras de crudos extrapesados ecuatorianos que permitan determinar el mejor tratamiento de ruptura estas por vía química?

CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL

1.1. Revisión de literatura

Una emulsión es un sistema de dos fases que consta de dos líquidos parcialmente miscibles, uno de los cuales está disperso en forma de esferas en el otro (Fernández Arteaga, 2006). La fase dispersa, discontinua o interna es un líquido dividido en esferas. El fluido circundante es la fase continua o externa. Un emulsionante es una sustancia que normalmente se añade a una fase para facilitar la formación de una dispersión estable.

Un sistema coloidal es un sistema multifásico donde al menos una de las fases está en forma de pequeñas partículas (Kralchevsky et al., 2009), las emulsiones son un ejemplo de tales sistemas. Partiendo de la definición de emulsiones, que indica que son sistemas termodinámicamente inestables (T. F. Tadros, 2013), el desafío industrial es producir productos que sean cinéticamente estables en el tiempo, y la calidad de dicha estabilidad está directamente relacionada con la interacción de fases. de ahí la interacción de sus componentes y su reacción a nivel molecular, microscópico y macroscópico.

La primera forma de entender la estabilidad de las emulsiones es establecer las condiciones bajo las cuales la emulsión se rompe. T. Tadros (2004) corrigió y confirmó los principales mecanismos de seguridad de las emulsiones. Definió las diversas pruebas reológicas utilizadas para la evaluación de la estabilidad de las emulsiones, destacando que los efectos de la fuerza sobre las emulsiones son el flujo, conocido como cremación, y la sedimentación, que ocurren en minutos u horas según la ley de Stokes (T. Tadros, 2004).

Los efectos desestabilizadores de la atracción entre gotas debido a las fuerzas de van der Waals resultan de la agregación de gotas sin cambiar primero su estructura en unidades más grandes sin formar una coalescencia. La floculación puede ser fuerte o débil, dependiendo de la cantidad de energía de atracción asociada a ella (T. F. Tadros, 2013).

Un tercer aspecto de la desestabilización es el crecimiento de Ostwald causado por las diferencias de presión de Laplace entre gotas de diferentes tamaños en la emulsión, lo que resulta en una tendencia hacia diámetros de partículas más grandes.

El cuarto es la coalescencia, un mecanismo desestabilizador en el que el sistema se separa en una fase de petróleo y agua, fusionando gotas de la fase separada que se vuelven cada vez más grandes con el tiempo para formar una sola fase (T. F. Tadros, 2016).

Shinoda y Takeda (1970) evaluaron el efecto de agregar sal al agua que contenía tensioactivos no iónicos y su efecto sobre la temperatura de transición de fase de las emulsiones. Para esto agregaron NaCl al 6%, argumentando que, en general, la adición de electrolitos al agua provocaría flujo de electrones desde la parte salina y aumentaría por consiguiente la presión interna de la solución, lo que debilitaría la interacción entre el agua y el surfactante no iónico, lo que llevaría a un aumento de la actividad no iónica, una disminución de la turbidez y, como resultado, un cambio en el equilibrio lipófilo hidrófilo (HLB) con tendencia lipofílica por la adición de sales. Por tanto, y de antemano conociendo que un aumento de la presión interna supone una disminución del fenómeno de crecimiento de Ostwald, se podría considerar mejorar la estabilidad de las emulsiones inversas (Shinoda & Takeda, 1970).

Kovalchuk et al. (2010) estudiaron el efecto de la concentración de electrolitos en las interacciones interfaciales y las propiedades reológicas de las emulsiones rodantes. Demostraron que, con un aumento en la concentración de electrolitos, la fase de almacenamiento de la emulsión aumenta, porque la estabilidad de la emulsión mejora, mientras que la tensión interfacial disminuye. Debido a esto, se encontró que la interacción entre el electrolito y el surfactante proporciona una interfaz estable. Esta investigación se centró en las emulsiones más potentes utilizadas como explosivos. Finalmente, informaron que el diámetro de las partículas aumenta al aumentar la concentración de sal (Kovalchuk et al., 2010).

Aronson y Petko (1993) discutieron la influencia de los electrolitos en las propiedades y la estabilidad de diferentes emulsiones (en altas concentraciones) y señalaron que las propiedades de estas emulsiones difieren significativamente cuando los electrolitos se incluyen en la fase líquida, incluso en pequeñas concentraciones tales como 0,02 M (Aronson & Metko, 1993).

Gallo-Molina et al. (2017) combinaron un enfoque multiescala, es decir, simulaciones del perfil de emulsificación inverso relacionado con microcaracterísticas (diámetro de partícula), macrocaracterísticas (módulo elástico), condiciones del proceso (tipo de agitador, temperatura) y variables de construcción. Basándose en la estabilidad de las

emulsiones, utilizando tensioactivos no iónicos como Tween 20 y Span 80, descubrieron que fuerzas de mezclado más altas producían emulsiones más fuertes con diámetros de gotitas más pequeños y módulo de elasticidad más alto (Gallo-Molina et al., 2017).

Durante mucho tiempo, el comportamiento de las emulsiones se ha estudiado mediante reacciones moleculares (Birdi, 2015). Sin embargo, la revisión química actual de los coloides también se centra en su comportamiento interfacial. La importancia de la interacción del agua aquí es la siguiente: en otras palabras, impartió una fuerza fuerte a la fase molecular. Las interfaces líquido-líquido se pueden caracterizar mediante dos métodos principales: el método dilatacional que ocurre cuando la región de la interfaz se expande o se contrae (Bykov et al., 2015), y la llamada reología de interfases donde interfaz responde al esfuerzo.

Aunque la tensión interfacial es ampliamente utilizada en el campo de la caracterización molecular, no es suficiente para describir la estabilidad de la emulsión en sí, por lo que el control adecuado de las propiedades reológicas interfaciales juega un papel importante en la inhibición de la desestabilización. Esto se debe a que dominan los efectos reológicos en la interfaz y en estos casos las propiedades reológicas macroscópicas no son suficientes para describir y predecir las propiedades de la emulsión. Las denominadas propiedades reológicas interfaciales describen la dinámica y proporcionan información sobre la microestructura de la interfaz (Bulgarelli et al., 2025).

La formación de emulsiones en crudos pesados y extrapesados es un fenómeno complejo que representa un desafío significativo para la industria petrolera. Estas emulsiones, principalmente de tipo agua en aceite (A/O), pueden afectar negativamente la producción, el transporte y el procesamiento del crudo. La presente revisión de literatura tiene como objetivo analizar los factores que influyen en la estabilidad de estas emulsiones, así como las diferentes técnicas utilizadas para romperlas y separar el agua del petróleo (Roodbari et al., 2016).

Las reservas de petróleo pesado y extrapesado son estratégicas, pero presentan nuevos retos para la industria del petróleo. Un desafío significativo es su elevada viscosidad, lo que complica su transporte. Frecuentemente, los elementos del petróleo crudo pesado se categorizan en categorías de tipo grupo tales como aromáticos, saturados, resinas y asfaltenos (SARA) (Bonilla et al., 2010; Pérez-Cortez, 2020; Vera-Vera & Rivera-Luna, 2023). Las resinas son hidrocarburos polares de gran peso molecular, reconocidos por su

capacidad para estabilizar los asfaltenos en hidrocarburos líquidos provenientes del petróleo. Las fracciones de resina se las obtienen durante la separación por cromatografía líquida de alto rendimiento (HPLC), a través de la extracción con disolvente polar. Los asfaltenos son hidrocarburos poliaromáticos que frecuentemente se desprenden de petróleos crudos empleando disolventes alcanos de bajo peso molecular, como el pentano o hexano (Clavijo-González, 2019).

1.2. Propiedades que afectan la estabilidad de una emulsión

Para entender el fenómeno de ruptura de una emulsión, es necesario revisar varios tópicos inherentes, los cuales se expondrán a continuación.

1.2.1. Tensión interfacial (IFT)

La tensión interfacial (IFT por sus siglas en inglés) es una propiedad básica que sirve para entender la mecánica del comportamiento de las emulsiones. Sin embargo, esta propiedad no es la única que interviene en el mecanismo de estabilidad de una emulsión, por ejemplo, Ma y colaboradores (2021) observaron que los sistemas de interacción crudo-agua con IFT muy bajas tienden a formar emulsiones inestables. En ensayos dinámicos, en cambio, se ha demostrado que la IFT disminuye con el paso del tiempo, hasta llegar a un valor estable (Ma et al., 2021). Las mediciones de la IFT indican que las resinas son más compatibles con la interfaz, las mismas que pueden reducirla a unos valores promedio de 15 mN/m, mientras que los asfaltenos la pueden limitar a valores de 25 mN/m. Los valores de la IFT para petróleo crudo tienden a los 30 mN/m, lo cual sugiere que otros componentes también influyen en este fenómeno (Ezzat & Al-Lohedan, 2021).

1.2.2. Viscosidad de la fase continua

Según Tian y colaboradores (2022), una viscosidad mayor en la fase externa tiende a reducir el coeficiente de difusión y la frecuencia de colisión entre gotas, lo cual incrementa la estabilidad de la emulsión (Tian et al., 2022). Además, una alta concentración de gotas aumenta la viscosidad aparente de la fase continua, lo cual estabiliza la emulsión. Por otro lado, como lo indican Zhang y colaboradores (2019) cuando la emulsión se somete a calentamiento, este último fenómeno tiende a disminuir y, por tanto, se puede inferir que la temperatura es un factor clave al momento de

desestabilizar emulsiones reduciendo la viscosidad en la fase continua (Zhang et al., 2019).

1.2.3. Tamaño de gota

Para Ratnakar *et al.*, (2024) los tamaños de gota menores a 10 μm estadísticamente han demostrado ser los causantes de que las emulsiones sean más estables. Sin embargo, cuando el tamaño de gota es superior a este valor de umbral, el fenómeno esperado es una reducción de la estabilidad general de la emulsión, lo cual indicaría que cuando el tamaño de gota es muy grande la estabilidad de la emulsión se afectaría (Ratnakar et al., 2024).

1.2.4. Composición volumétrica de las fases

Según Mironova y Ilyin (2018), un mayor volumen de la fase dispersa incrementa la cantidad y/o el tamaño de las gotas, así como el área interfacial, lo cual reduce la distancia entre las gotas y aumenta la probabilidad de colisión. Estos factores disminuyen la estabilidad de la emulsión (Mironova & Ilyin, 2018).

1.2.5. Temperatura

Según Enríquez Naranjo, (2021) la temperatura influye significativamente en la estabilidad de las emulsiones. Un aumento en la temperatura reduce la adsorción de surfactantes naturales, disminuye la viscosidad de la fase externa, reduce la rigidez de la película interfacial y disminuye la tensión superficial, lo que debilita la estabilidad de la emulsión. Como lo indica este mismo autor, en surfactantes aniónicos, el calor aumenta su afinidad por la fase acuosa, mientras que, en surfactantes no iónicos, ocurre lo contrario (Enríquez Naranjo, 2021).

1.2.6. pH

Según lo indicado por Hao *et al.* (2023), cambiar el pH mediante ácidos o bases inorgánicos afecta la formación de películas estabilizadoras de asfaltenos y resinas, en cambio cuando se ajusta el pH, se puede reducir la rigidez de la película y aumentar la tensión superficial, alterando así la estabilidad de la emulsión. Acotan además que la interacción del pH con moléculas emulsionantes depende de sus características ácido-base y de las diferentes cinéticas de adsorción en la interfase (Hao et al., 2023).

1.2.7. Envejecimiento de la interfase

De acuerdo con Cendejas (2013), con el paso del tiempo, los surfactantes adsorbidos forman películas más rígidas debido a interacciones moleculares, alcanzando estabilidad en un rango de 3-4 horas. En procesos como oxidación, evaporación y acción bacteriana se incrementan los agentes que generan emulsiones estables lo cual fortalece la película (Cendejas et al., 2013).

1.2.8. Salinidad

Shinoda y Takeda (1970), indicaron que las emulsiones estables se forman con agua dulce o salmuera de baja salinidad, mientras que a altas concentraciones de sal la estabilidad de las emulsiones se reduce significativamente (Shinoda & Takeda, 1970).

1.2.9. Tipo de crudo

Mironova y Ilyin, (2018) indican que los crudos parafínicos suelen formar emulsiones inestables, es decir, que son más fácil alcanzar su ruptura en cortos periodos de tiempo, mientras que los nafténicos o de base mixta generan emulsiones mucho más estables, las mismas que se ven afectadas por la presencia de ceras, resinas, asfaltenos y otros sólidos orgánicos (Mironova & Ilyin, 2018).

1.2.10. Diferencia de densidad

Mohammed *et al.*, (2021) Una mayor diferencia de densidades, provocada por un aumento de temperatura, acelera la sedimentación y coalescencia de las gotas, desestabilizando la emulsión (Mohammed et al., 2021).

1.2.11. Cationes divalentes

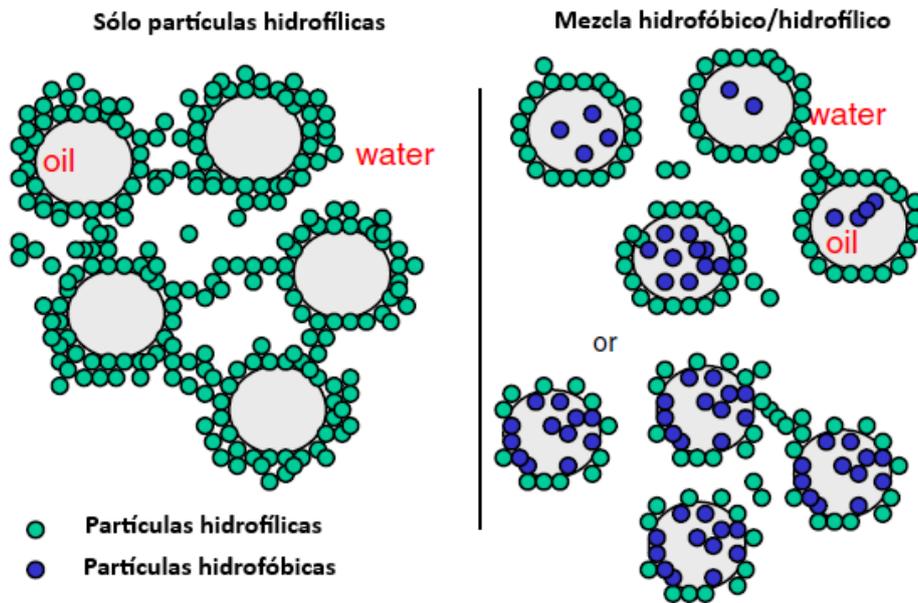
De acuerdo con Fuentes *et al.* (2021) los cationes divalentes, como calcio y magnesio, compactan las películas adsorbidas mediante efectos electrostáticos y de precipitación de sales insolubles en la interfase (Fuentes et al., 2021).

1.2.12. Propiedades reológicas interfaciales

Lee y Babadagli, (2020) aseguran que las interfases elásticas, afectadas por el efecto Gibbs-Marangoni, resisten deformaciones gracias a los gradientes de tensión que buscan restaurar la uniformidad interfacial, esto podría explicar como las emulsiones son estables desde el punto de vista químico (Lee & Babadagli, 2020).

Figura 1.

Diagrama de emulsiones estabilizadas.



Nota: La parte derecha está compuesto por partículas hidrofílicas y la derecha por una mezcla hidrofóbico/hidrofílico.

Fuente: (Kralova et al., 2011)

1.3. Desarrollo teórico y conceptual

Para el desarrollo de la investigación, se han considerado los siguientes conceptos que son de interés. Entre ellos tenemos:

1.3.1 Emulsiones estabilizadas por asfaltenos

Según Fernández Arteaga (2006), los asfaltenos se caracterizan como la fracción del petróleo que no es soluble en n-alcenos (como heptano, hexano o pentano) pero sí en tolueno, lo que los clasifica por su solubilidad. Este autor expresa que estas moléculas están formadas por pequeños núcleos poliaromáticos conectados mediante cadenas alifáticas o nafténicas, y contienen la mayoría de los heteroátomos (nitrógeno, oxígeno y azufre) y metales (níquel y vanadio) presentes en el crudo. Este autor además indica que tienen la capacidad de asociarse en solución (en crudo o solventes modelo) para formar agregados cuya masa molar promedio puede variar entre 10,000 y 1,000,000 g/mol

dependiendo de las condiciones termodinámicas, como el tipo de solvente, la temperatura o la presión (Fernández Arteaga, 2006).

Kralova *et al.* (2011) indican que los asfaltenos generan suspensiones coloidales distintivas las cuales tienden a precipitar cuando el crudo se mezcla con hidrocarburos alifáticos ligeros. Se ha demostrado, según estos mismos autores, mediante análisis multivariado de espectros NIR y MIR, que estos datos pueden correlacionarse con los parámetros de solubilidad de Hansen y Hildebrand, facilitando la identificación y predicción de las propiedades de los crudos y sus componentes (Kralova et al., 2011).

Por otro lado, Marín-Velásquez (2021) expresa que las condiciones de solventes alifáticos y las reducciones de presión promueven el crecimiento de los agregados de asfaltenos, que en condiciones desfavorables pueden llegar a formar grandes flóculos (Marín-Velásquez, 2021). Para ser más precisos en la temática, Arriojas-Tocuyo y Marín-Velásquez (2020) indicaron que el punto de inicio de la precipitación de asfaltenos es clave para evaluar su solubilidad en un sistema hidrocarburado. En ensayos realizados a alta presión (300 bar) se ha demostrado que, al reducir gradualmente la presión, los asfaltenos precipitan de manera irreversible en sistemas modelo, aunque podría haber reversibilidad con tiempos de equilibrio prolongados (Arriojas-Tocuyo & Marín-Velásquez, 2020).

Según dos Santos et al. (2011) para evitar la deposición de asfaltenos en equipos de procesamiento y tuberías, la industria petrolera emplea productos químicos que imitan las resinas naturales del crudo, manteniendo a los asfaltenos dispersos en la mezcla (dos Santos et al., 2011). Asimismo, Yi et al. (2017), indicaron que la estabilidad de las emulsiones agua-en-aceite está estrechamente relacionada con el tamaño de los agregados de asfaltenos y su estado de solubilidad (Yi et al., 2017).

Se ha encontrado que ciertos aditivos con capacidad de romper enlaces de hidrógeno en los agregados de asfaltenos actúan como dispersantes e inhibidores eficaces. Por ejemplo, estudios recientes muestran que crudos tratados con soluciones alcalinas fuertes (pH 14) exhiben emulsiones agua-en-aceite más estables debido a la eliminación de resinas altamente polares, como ácidos nafténicos y fenoles, lo que también facilita la precipitación de asfaltenos cuando se titulan con n-alcanos (Marfisi-Valladares, 2005).

1.3.2 Efecto de los tensioactivos, polímeros surfactantes y aditivos químicos en la estabilidad de las emulsiones

Según lo indicado por Lam-Maldonado et al. (2023), los tensioactivos son moléculas anfipáticas que se adsorben en la interfase agua-crudo, reduciendo la tensión interfacial y estabilizando la emulsión al formar barreras físicas y químicas. Los polímeros surfactantes, por su parte, combinan características de polímeros y tensioactivos, ofreciendo mayores capacidades para modificar las propiedades interfaciales y la viscosidad del sistema (Lam-Maldonado et al., 2023).

1.3.2.1 Propiedades y mecanismos de acción de los tensioactivos

Tipos de tensioactivos: aniónicos, catiónicos, no iónicos y anfotéricos, cada uno con aplicaciones específicas en función de las propiedades del crudo y el agua producida.

Interacción con resinas y asfaltenos: Los tensioactivos pueden competir con los compuestos nativos del crudo en la interfase, desplazándolos o formando complejos que afectan la estabilidad de la emulsión.

1.3.2.2 Polímeros surfactantes: soluciones avanzadas para sistemas complejos

Este tipo de aditivos combinan propiedades tensioactivas con capacidad de modificar la viscosidad y elasticidad interfacial. Son útiles en crudos extrapesados y altamente viscosos, donde las emulsiones presentan alta estabilidad debido a las propiedades rígidas de la película interfacial. Los polímeros surfactantes permiten una mayor versatilidad al actuar en condiciones extremas de temperatura, salinidad y pH, como son las que normalmente se tiene en la cuenca Oriente de Ecuador.

1.3.2.3 Efecto de la concentración y tiempo de interacción

La concentración óptima de tensioactivos o polímeros surfactantes es crítica para evitar la formación de emulsiones más estables o inhibir la ruptura eficiente.

El tiempo de contacto entre los aditivos y la emulsión es determinante para maximizar la adsorción en la interfase y lograr la desestabilización.

1.3.2.4 Aplicación práctica en campo

En condiciones operativas reales, la selección del tipo de tensioactivo o polímero surfactante depende de las propiedades del crudo, como el contenido de asfaltenos, la viscosidad y el nivel de emulsificación.

Aditivos específicos son empleados para ajustar la tensión interfacial dinámica y reducir la viscosidad aparente del sistema, facilitando la ruptura de las emulsiones.

1.3.3. Factores operativos que afectan la estabilidad de emulsiones en campo

De acuerdo con Leal-Godoy (2019), la estabilidad de las emulsiones agua-petróleo en campo es influenciada por diversas condiciones operativas que interactúan con las propiedades fisicoquímicas del sistema. En crudos extrapesados, estas variables son especialmente críticas debido a las características del petróleo, como su alta viscosidad, alto contenido de asfaltenos y resinas, y bajas tensiones interfaciales. A continuación, se examinan los principales factores operativos que afectan la estabilidad de emulsiones en sistemas de producción (Leal-Godoy, 2019).

1.3.3.1 Presión

Según lo indicado por Li et al. (2022) la presión en los sistemas de producción afecta directamente la formación y estabilidad de emulsiones. A altas presiones, los asfaltenos permanecen en estado disuelto o en forma de pequeñas agregaciones (islas), lo que estabiliza las emulsiones al reforzar las películas interfaciales. Sin embargo, en secciones de tuberías o equipos de tratamiento donde ocurre reducción de la presión (como en válvulas de estrangulamiento o separadores), los cambios en las condiciones termodinámicas pueden provocar la precipitación de asfaltenos, incrementando la rigidez de las películas interfaciales y provocando la estabilidad de la emulsión (Li et al., 2022).

Además, una caída rápida de presión puede generar burbujas de gas que intensifican el flujo turbulento, promoviendo la dispersión de gotas de agua y dificultando la separación de fases.

1.3.3.2 Temperatura

La temperatura tiene un efecto dual sobre la estabilidad de emulsiones. Este fenómeno se divide en:

Incremento de temperatura: Reduce la viscosidad del crudo y de la fase acuosa, disminuyendo la rigidez de las películas interfaciales. Esto facilita la coalescencia y desestabilización de las emulsiones (Rodríguez, 2016).

Temperaturas extremas: Pueden alterar la adsorción de surfactantes naturales (como resinas y asfaltenos) en la interfase, debilitando la película estabilizadora. Sin embargo, si los crudos contienen ceras o sólidos, altas temperaturas pueden promover la solubilización de estos componentes, incrementando temporalmente la estabilidad de las emulsiones.

En crudos extrapesados como los del Bloque 43 ITT, como lo indica Mejía-Gordón (2022) se requieren operaciones a alta temperatura para mejorar el manejo del petróleo, ya que su punto de fluidez elevado complica las operaciones a temperatura ambiente (Mejía-Gordón, 2022).

1.3.3.3 Salinidad del agua producida

La concentración de sales en el agua producida tiene un impacto significativo en la estabilidad de emulsiones (Shinoda & Takeda, 1970):

Altas concentraciones de sal: Favorecen la deshidratación del crudo al colapsar la doble capa eléctrica de las gotas, reduciendo la repulsión electrostática entre ellas y promoviendo la coalescencia. Sin embargo, la salinidad extrema puede generar precipitación de asfaltenos y sólidos, estabilizando emulsiones (Zhao et al., 2025).

Baja salinidad: Favorece la formación de películas interfaciales más flexibles y elásticas, lo que incrementa la estabilidad de las emulsiones.

1.3.3.4 Flujo Turbulento

El flujo turbulento en líneas de producción, bombas y válvulas es un factor crítico en la formación y estabilidad de emulsiones (Eskin et al., 2021). La gestión del flujo es crucial para evitar emulsiones muy estables, especialmente en crudos extrapesados, donde las viscosidades elevadas exacerban los efectos del flujo turbulento (Deberne et al., 2024). De acuerdo con lo anterior se tienen dos tipos de fenómenos inherentes a la formación de emulsiones, entre estos:

Alta turbulencia: Promueve la dispersión de gotas de agua en el petróleo, generando emulsiones más finas y estables debido al tamaño reducido de las gotas. Además, la alta energía mecánica refuerza las interacciones entre asfaltenos, resinas y surfactantes naturales en la interfase, aumentando la estabilidad (Liu et al., 2024).

Flujo laminar: Permite una mayor coalescencia de gotas, lo que facilita la separación de fases (Santos et al., 2017).

1.3.4 Métodos de desestabilización de emulsiones

Las emulsiones agua-crudo son sistemas complejos que representan un desafío significativo en la industria petrolera. Estas mezclas de dos líquidos inmiscibles, estabilizadas por compuestos naturales como asfaltenos y resinas, dificultan los procesos de producción, transporte y refinación (Lam-Maldonado et al., 2023). Las emulsiones aumentan la viscosidad del crudo, reducen la eficiencia operativa y generan costos adicionales en el transporte y procesamiento (Zolfaghari et al., 2016). Ante estas problemáticas, se han desarrollado múltiples técnicas para desestabilizar las emulsiones, enfocándose principalmente en métodos térmicos, químicos, eléctricos y mecánicos. A continuación, se analizan los enfoques más recientes en la desestabilización de emulsiones agua-crudo y su aplicación práctica en la industria petrolera.

Principales Métodos de Desestabilización

Métodos Químicos

El uso de demulsificantes químicos es uno de los métodos más extendidos en la industria debido a su eficacia y facilidad de aplicación. Estos productos, que incluyen aminas, alcoholes y polímeros, actúan reduciendo la viscosidad interfacial y promoviendo la coalescencia de gotas de agua (Hajivand & Vaziri, 2015; Zamora et al., 2021). Estudios recientes destacan la combinación de demulsificantes con ultrasonido como una estrategia prometedora. Por ejemplo, Yi et al. (2017) demostraron que esta técnica mejora la velocidad y eficiencia de separación, especialmente en emulsiones con alto contenido de agua (Yi et al., 2017).

Sin embargo, los demulsificantes químicos presentan desventajas, como la toxicidad y el impacto ambiental. En respuesta, investigaciones recientes han explorado el uso de demulsificantes de origen natural, como extractos de plantas, que ofrecen soluciones más sostenibles sin comprometer la eficiencia (Lozano-Navarro et al., 2022; Venkatesham et al., 2018).

Métodos Térmicos

El calentamiento de las emulsiones reduce la viscosidad del crudo y debilita las películas estabilizadoras, facilitando la coalescencia de las gotas de agua. Aunque como lo indica

Saad et al. (2019) este método es efectivo, su alto costo energético y el riesgo de corrosión lo limitan (Saad et al., 2019). Estudios recientes han investigado el uso de tecnología de microondas para reemplazar los calentadores convencionales. Akbari y Nour (2016) encontraron que la demulsificación por microondas es más eficiente y consume menos energía, lo que la convierte en una alternativa viable (Akbari & Nour, 2016).

Métodos Eléctricos

La aplicación de campos eléctricos es otra técnica prometedora. Este método genera deformaciones en las gotas de agua, promoviendo su coalescencia. Mohammadian et al. (2018) demostraron que los campos eléctricos en combinación con demulsificantes químicos incrementan significativamente la eficiencia de separación en emulsiones con alto contenido de sales. Además, este método es considerado sostenible, ya que reduce la necesidad de productos químicos y calor (Mohammadian et al., 2018).

Métodos Mecánicos

Matos et al. (2016) explican por su lado que los separadores gravitacionales, centrífugos y los filtros son herramientas mecánicas comunes para la desestabilización de emulsiones. Aunque son efectivos en emulsiones menos estables, su capacidad es limitada frente a sistemas más complejos como las emulsiones en crudos pesados. Investigaciones recientes han desarrollado membranas hidrofílicas y microfiltración como alternativas más precisas para emulsiones estabilizadas por surfactantes (Matos et al., 2016).

Factores que influyen en la Demulsificación

La eficiencia de los métodos de desestabilización depende de diversos factores, entre ellos (Jiang et al., 2019):

- **Temperatura:** Incrementar la temperatura reduce la viscosidad del crudo y facilita la coalescencia, pero puede disminuir la efectividad de algunos demulsificantes.
- **pH:** Emulsiones agua-en-aceite son más estables en ambientes alcalinos, mientras que las emulsiones aceite-en-agua son favorecidas por pH ácido.
- **Tamaño de las gotas:** Gotas más pequeñas requieren mayor tiempo de residencia para separarse, aumentando los costos operativos.

1.4. Campos petroleros relevantes de la investigación.

1.4.1. Bloque 43-Campo ITT

El Bloque 43, conocido como ITT, está ubicado en la provincia de Orellana, dentro del Parque Nacional Yasuní. Es una de las áreas más relevantes para la producción de crudo extrapesado en Ecuador debido a sus grandes reservas. El campo ITT está compuesto por tres áreas principales: Ishpingo, Tambococha y Tiputini, las cuales albergan una de las mayores reservas de petróleo del país, estimadas en más de 1.672 millones de barriles recuperables (Mejía-Gordón, 2022).

1.4.1.1 Características del crudo

Gravedad API: El crudo del ITT es extrapesado, con una gravedad de aproximadamente 10° API.

Viscosidad: Muy alta, con valores superiores a 60,000 cP a 25 °C, lo que hace que su extracción y transporte sean técnicamente desafiantes.

Composición: Alto contenido de asfaltenos y resinas, lo que contribuye a la formación de emulsiones estables (Arias Madrid, 2020). También presenta un contenido significativo de compuestos polares y metales traza como níquel y vanadio.

Punto de fluidez: Elevado, lo que requiere el uso de diluyentes o calentamiento para su manejo y transporte.

Formaciones Productoras

Formación Napo: Es la principal formación productora en el ITT, compuesta por areniscas y lutitas depositadas en ambientes fluvio-deltaicos. Estas rocas tienen porosidad media (15-25%) y baja permeabilidad (1-50 mD).

Formación Hollín: También productiva, se caracteriza por ser una arenisca de mayor calidad con mejor permeabilidad y mayor capacidad de producción en comparación con el Napo.

1.4.1.2 Desafíos Operativos

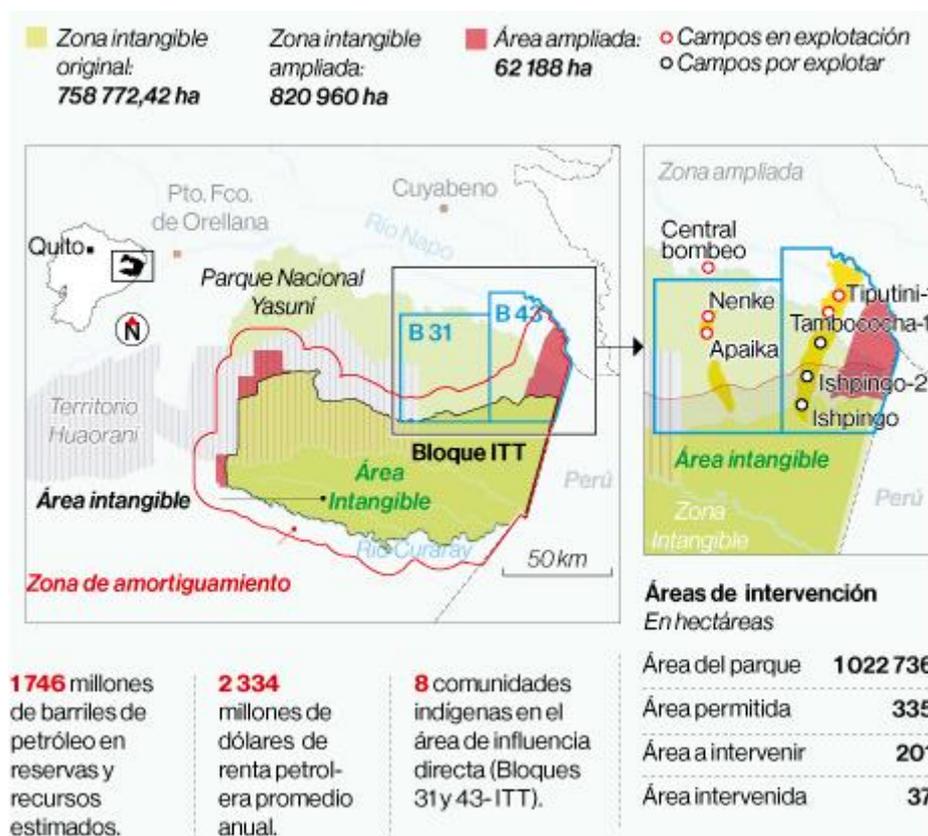
Alta estabilidad de emulsiones: Debido al contenido de asfaltenos y resinas, las emulsiones agua-petróleo son difíciles de romper, lo que complica los procesos de separación (Angulo-Peña, 2022).

Condiciones ambientales: La ubicación dentro de un Parque Nacional requiere operaciones estrictamente controladas para minimizar el impacto ambiental (Landeta-Avellaneda, 2014).

Costos elevados: La extracción del crudo extrapesado implica el uso de tecnologías como calentamiento, dilución o inyección de vapor (Chen et al., 2019).

Figura 2.

Ubicación geográfica del Campo ITT- Bloque 43



Nota: Adaptado de El Comercio (2017).

Fuente: <https://www.elcomercio.com/actualidad/negocios/plataformas-campo-ishpingo-petroleo-explotacion.html>

1.4.2. Bloque 1-Campo Pacoa

El Campo Pacoa, ubicado en el Bloque 1 de la provincia de Santa Elena, produce principalmente de la Formación Progreso. Esta formación pertenece al período Mioceno y se compone de areniscas y lutitas intercaladas, con variaciones significativas en la porosidad y permeabilidad. Estas propiedades son típicas de los depósitos de tipo fluvial-

deltaico y transicionales presentes en la Cuenca de Progreso. La Formación Progreso alberga crudos medianos y pesados, con propiedades fisicoquímicas que varían dependiendo del sector del campo. En el caso de La Mata Chivato, se han identificado características particulares en el crudo, como un contenido moderado de asfaltenos y resinas, lo que influye en la formación de emulsiones durante la producción (Vera-Tomalá & Carrillo-Viche, 2023). Además, la salinidad del agua producida en la región puede ser un factor determinante en la estabilidad de dichas emulsiones (Carreño, 2020; Peña & Pilozo, 2022; Peralta & Dumani, 2013).

1.4.2.1 Características del crudo

Gravedad API: Es un crudo pesado, con una gravedad de entre 15° y 20° API, lo que lo clasifica como menos denso y más viscoso en comparación con los crudos livianos.

Viscosidad: Aunque no es tan alta como los crudos extrapesados del ITT, su viscosidad todavía genera retos en el transporte y manejo.

Contenido de asfaltenos y resinas: Contiene una proporción moderada de asfaltenos y resinas, pero menor al 30% en peso, lo que afecta su estabilidad y comportamiento en emulsiones en menor grado.

Presencia de compuestos polares: Resinas y asfaltenos estabilizan emulsiones agua-crudo, haciendo más compleja su deshidratación.

Salinidad del agua producida: Alta salinidad en el agua asociada, lo que complica los procesos de separación y tratamiento.

Temperatura: Requiere manipulación a temperaturas elevadas para reducir la viscosidad y mejorar la fluidez del crudo.

1.4.2.2 Desafíos Operativos

Estabilidad de emulsiones: La presencia de resinas y asfaltenos, junto con agua producida de alta salinidad, genera emulsiones estables. Esto complica el proceso de deshidratación y desalinización del crudo. Se requiere el uso de surfactantes o desemulsionantes en concentraciones adecuadas para lograr la ruptura de las emulsiones.

Fluidez y transporte: La viscosidad del crudo puede incrementar en condiciones de baja temperatura, dificultando su bombeo y transporte. Es necesario implementar sistemas de calentamiento o dilución con crudos más livianos para facilitar el movimiento.

Corrosión y depósitos: La alta salinidad y presencia de agua producida generan riesgos de corrosión en las tuberías y equipos de producción. La precipitación de sales, asfaltenos y otros sólidos puede causar incrustaciones en las líneas de flujo y los separadores.

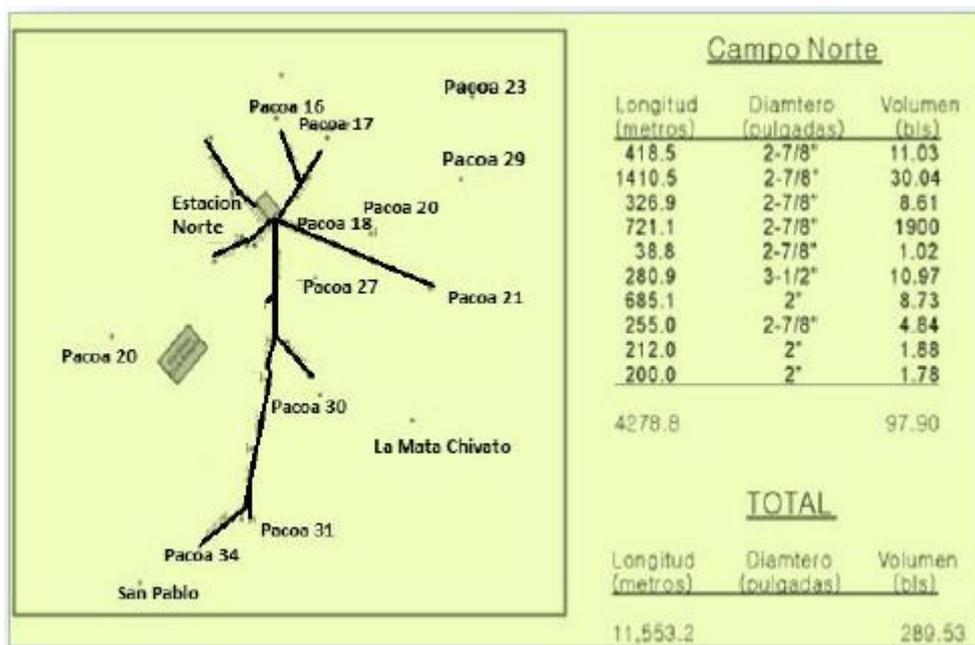
Producción en una formación madura: Las formaciones productoras (como la Formación Zapotal) son maduras y pueden presentar presión de yacimiento declinante, requiriendo técnicas de recuperación secundaria (inyección de agua o gas) para mantener los niveles de producción.

Impactos ambientales: La disposición del agua producida con alta salinidad y la gestión de residuos como emulsiones desechadas representan retos ambientales que deben cumplirse bajo regulaciones estrictas.

Optimización económica: Dado que es un crudo pesado con menores precios en el mercado, los costos asociados a su producción, transporte y mejoramiento deben mantenerse bajos para garantizar su rentabilidad.

Figura 3.

Ubicación del área La Mata Chivato en el Campo Pacoa



Fuente: (Peralta & Dumani, 2013)

CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA

2.1. Contexto de la investigación

Esta investigación se realizó mediante el análisis de muestras de crudo recuperadas en el área La Mata Chivato el cual pertenece al Campo Pacoa, ubicado en el Bloque 1 en la región costa y del Campo ITT que pertenece al Bloque 43 de la región Amazónica de Ecuador.

2.2. Diseño y alcance de la investigación

La presente investigación es de carácter experimental con alcance descriptivo. El procedimiento experimental se compone de los siguientes pasos (Hernández-Sampieri et al., 2014):

Recolección y Caracterización de Muestras

- Selección de muestras: Recopilar crudos extrapesados representativos de campos ecuatorianos del Bloque 43 (ITT) y La Mata Chivato.
- Análisis físico-químico del crudo: Determinar propiedades como gravedad API, viscosidad, contenido de asfaltenos, resinas, y compuestos polares que influyen en la estabilidad de las emulsiones.

Preparación y Estudio de Emulsiones

- Formación controlada de emulsiones: Crear emulsiones en condiciones de laboratorio, simulando las características de las que se generan en los campos de producción.
- Evaluación inicial de estabilidad: Analizar la estabilidad de las emulsiones mediante técnicas como centrifugación, medición de tamaño de gota (microscopía óptica), y determinación de separación de fases.

Selección y Evaluación de Demulsificantes

- Selección de agentes químicos: Escoger diferentes tipos de demulsificantes comerciales o formulaciones específicas, considerando su compatibilidad con los crudos estudiados.

- Ensayos de botellas: Realizar pruebas de ruptura de emulsiones para evaluar la efectividad de los demulsificantes en diferentes concentraciones y condiciones de temperatura.
- Análisis de variables críticas: Estudiar el efecto de factores como tiempo de residencia, temperatura, dosis de demulsificante y agitación en la eficiencia del tratamiento.

Análisis de Resultados

- Comparación de efectividad: Determinar la eficiencia de cada demulsificante evaluando parámetros como porcentaje de agua separada, velocidad de separación y claridad de las fases separadas.
- Estudio de costos y viabilidad: Analizar la relación costo-beneficio de los tratamientos más efectivos para identificar opciones económicamente viables.

Validación

- Optimización de parámetros: Ajustar las condiciones del tratamiento para maximizar la eficiencia en el entorno operativo.

Conclusiones y Recomendaciones

- Síntesis de resultados: Integrar los hallazgos de laboratorio y pruebas de campo para identificar las mejores prácticas en la ruptura de emulsiones.
- Propuestas para la industria: Recomendar tratamientos adaptados a las características específicas de los crudos extrapesados ecuatorianos, con énfasis en la sostenibilidad y rentabilidad operativa.

2.3. Tipo y métodos de investigación

Esta investigación es de tipo Cuantitativo con un enfoque Experimental y Descriptivo. Los datos e información recolectada como insumo de este trabajo de investigación provienen de artículos científicos, tesis de grado y posgrado, así como de información relevante en cuanto al origen de las muestras y los tipos de reservorios de donde se obtuvieron. En cuanto a los métodos de investigación es de tipo Deductivo, porque permite probar la hipótesis de que existe un método para determinar estabilidad de emulsiones a partir de muestras de crudos pesados y extrapesados de crudos ecuatorianos.

2.4. Población y muestra

2.4.1. Población de estudio:

Campo Pacoa área La Mata Chivato y Campo ITT.

2.4.2. Muestra

Muestras de superficie, tomadas en boca de pozo (La Mata Chivato, Bloque 1, Región Costa de Ecuador) y en Estación de Producción Central (Campo ITT, Bloque 43, Región Amazónica de Ecuador). Para ambos casos, las muestras consisten en un galón de petróleo crudo, con un galón de agua de producción.

2.4.3. Variables

- Dependiente: tiempo de estabilización.
- Independiente: contenido de agua como BSW original y simulado, contenido de petróleo, API natural y corregido, contenido de asfaltenos, viscosidad, temperatura de fluidez, solubilidad al n-pentano, solubilidad al n-heptano, concentración de surfactante tipo.

2.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Se utilizaron Técnicas Cuantitativas tales como reportes e informes de producción y reportes de producción de este tipo de crudos en los campos seleccionados.

2.5.1 Técnicas de recolección de datos

1. **Observación y monitoreo de campo:** Recopilación de datos de producción y de detección de problemas por presencia de emulsiones estables en muestras de producción de los campos seleccionados.
2. **Análisis documental y de datos históricos:** Consulta y revisión de registros de producción, reportes de inyección de químicos para ruptura de emulsiones u otro método utilizado para desestabilizar emulsiones en estos campos.

2.5.2 Instrumentos de recolección de datos

1. **Software de monitoreo de campo y simulación:** datos tomados de los reportes diarios de producción en Petrel.
2. **Sensores de presión y caudal:** Dispositivos de medición en campo que registran el flujo de producción y la presión de los pozos. La sensibilidad de los pozos se ve comprometida con la presencia cada vez mayor de elevados cortes de agua y

depositación de compuestos orgánicos en el Campo ITT. No se registran novedades en el Campo Pacoa, área La Mata Chivato.

3. **Bases de datos de pozos y formaciones:** Se utilizaron bases de datos del campo ITT para obtener información relevante sobre formaciones productoras de crudos pesados. Del Campo Pacoa área La Mata Chivato la información más antigua se encuentra en archivos físicos que datan de más de 20 años.

2.6. Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información.

La validación de los resultados se la realizará mediante la comparación de resultados de otros trabajos del mismo tipo reportados en la literatura científica nacional e internacional.

CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

A continuación, se presentan los resultados obtenidos experimentalmente.

3.1. Caracterización de las muestras de crudo pesado y extrapesado

Las muestras de crudo fueron inicialmente etiquetadas y rotuladas, siguiendo el protocolo de laboratorio para identificar las muestras y prevenir su contaminación. Luego, fueron clasificadas en alícuotas para su posterior análisis. Con una muestra de cada tipo de crudo, se realizaron análisis de viscosidad, temperatura de fluidez, BSW (muestra de origen), gravedad API y corregida, y contenido de asfaltenos (en masa).

Por ejemplo, en las Tablas 1 y 2 se presentan las características de las muestras de crudo, las mismas que corresponden a un crudo de base parafínica (crudo de La Mata Chivato, contenido de asfaltenos menores a 30) y uno de base asfáltica (crudo ITT contenido de asfaltenos por encima de 30). El crudo de La Mata Chivato es de mejores propiedades fluidas respecto al del crudo ITT, esto porque para el análisis de las muestras de este último fue necesario calentarlo en baño maría por encima de los 100° C para poder caracterizar su comportamiento fluidodinámico donde la principal variable es la viscosidad, lo cual también se ve reflejado en el punto de fluidez, el cual para la muestra del crudo La Mata Chivato es de 40° C en cambio del crudo del ITT es de 110° C. El contenido de sal es importante, ya que permite ajustar la concentración de ciertos químicos para tratamientos diversos en pozos o líneas de superficie. El crudo de la Mata Chivato tiende a ser más salado que el crudo del ITT, por lo que puede inferirse que el primero tiene mayor tendencia a corroer superficies metálicas y además que necesite un tratamiento de desalado profundo previo a su uso en refinerías.

La disolución de especies similares, en este caso usando heptano y pentano, nos indican que los crudos pueden disolverse hasta un nivel máximo y filtrarse especies pesadas como los asfaltenos, los cuales son importantes para determinar de forma cuantitativa o cualitativa (dependiendo de lo que se busque determinar) la cantidad de estos componentes en el crudo luego de completar otras marchas de laboratorio necesarias para determinar el contenido en peso de asfaltenos. También, es importante conocerlos, porque de esta manera se para próximos ensayos es mejor utilizar la vía del heptano (como en

este caso por presentar una mayor solubilidad en los crudos) para determinar contenido de asfaltenos.

Tabla 1.

Características de la muestra de crudo La Mata Chivato

Parámetro	Unidad	Valor
<i>API a 100° C</i>	<i>°API</i>	<i>14,5</i>
<i>API corregido 15,56° C</i>	<i>°API</i>	<i>15,6</i>
<i>Punto de fluidez</i>	<i>°C</i>	<i>40</i>
<i>Viscosidad a 25°C</i>	<i>mPa-s</i>	<i>540</i>
<i>Agua y sedimento (BSW)</i>	<i>%</i>	<i>45</i>
<i>Contenido de sal</i>	<i>Lb/1000 bbl</i>	<i>43,87</i>
<i>Solubilidad al n-heptano</i>	<i>%</i>	<i>85</i>
<i>Solubilidad al n-pentano</i>	<i>%</i>	<i>82,5</i>
<i>Asfaltenos</i>	<i>%</i>	<i>28</i>

Nota: la muestra de crudo presenta una tonalidad verdosa oscura. Puede indicar una posible mezcla con otro tipo de crudo del campo, sea en fondo o en superficie.

Tabla 2.

Características de la muestra de crudo ITT

Parámetro	Unidad	Valor
<i>API a 100° C</i>	<i>°API</i>	<i>10,5</i>
<i>API corregido 15,56° C</i>	<i>°API</i>	<i>15,0</i>
<i>Punto de fluidez</i>	<i>°C</i>	<i>110</i>
<i>Viscosidad a 25°C</i>	<i>mPa-s</i>	<i>Mayor a 60.000</i>
<i>Viscosidad a 110°C</i>	<i>mPa-s</i>	<i>620</i>
<i>Agua y sedimento (BSW)</i>	<i>%</i>	<i>2</i>
<i>Contenido de sal</i>	<i>Lb/1000 bbl</i>	<i>38,15</i>
<i>Solubilidad al n-heptano</i>	<i>%</i>	<i>80</i>
<i>Solubilidad al n-pentano</i>	<i>%</i>	<i>74,3</i>
<i>Asfaltenos</i>	<i>%</i>	<i>Mayores a 38</i>

Nota: se resalta que el agua de formación presenta trazas de color café, que pueden indicar presencia de depósitos inorgánicos como arcillas. Sin embargo, esto no es concluyente, ya que los pozos en producción

tienen inyección de químicos para ruptura de emulsiones y otros tratamientos como control de escala y depósitos de asfaltenos.

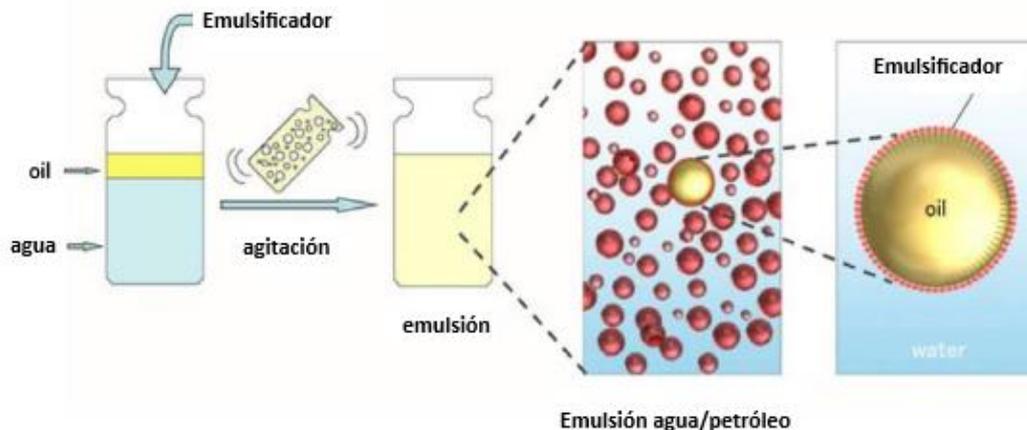
3.2 Pruebas de botella con diferentes formulaciones.

A partir de varias alícuotas de cada muestra de crudo, se tomaron volúmenes de 100 mL cada una para realizar la preparación de emulsiones con agua de formación original de cada campo. En el caso de la muestra de crudo del Campo ITT por ser de alta viscosidad, se la calentó a 100° C en baño maría para poder fluidizarla y separarla en las alícuotas para los ensayos de laboratorio.

A cada alícuota de la muestra se le agregó una cantidad determinada de un tipo de aditivo para comprobar la ruptura de las emulsiones agua-petróleo. Los aditivos son en esencia surfactantes. El de tipo A viene en presentación diluido en agua con una concentración comercial del 40% en agua, por lo que para su uso se debe diluir para lograr una concentración que sea adaptada para el tipo de crudo. El aditivo tipo B, en cambio es un polímero surfactante, cuya presentación es en polvo, el cual debe ser diluido en agua, la misma que puede ser agua tratada como agua de formación. Las concentraciones del aditivo disuelto en agua son del 2,0% en peso y la misma depende del tipo de crudo a tratar. El aditivo tipo B es un aditivo de tipo experimental para el mercado ecuatoriano. A continuación, se presenta una tabla con el diseño de experimento para ensayo con interacción aditivo-emulsión.

Figura 4.

Formación de emulsiones para análisis de laboratorio



Nota: el procedimiento para la formación de emulsiones consiste en un volumen de agua agregado a la muestra de crudo y someterla a agitación por espacio de 1 minuto o el tiempo necesario hasta alcanzar estabilidad en la emulsión. Las emulsiones usadas fueron directa, promedio e inversa, las más comunes.

Fuente: Adaptado de (Alao et al., 2021)

Tabla 3.

Diseño del ensayo de interacción aditivo-emulsión

<i>Alícuota</i>	<i>Unidad</i>	<i>Tiempo, minutos</i>
<i>Emulsión</i>	<i>%</i>	-
<i>Concentración de aditivo</i>	<i>%</i>	-
<i>Parámetros</i>	-	-

Nota: el contenido de emulsión y de aditivo varía para cada serie y muestra de crudo.

Se presentan los resultados obtenidos en los ensayos. Se debe indicar que no se muestran los resultados de los ensayos del aditivo B (químico formulado para crudos con contenidos bajos de asfaltenos y mayor presencia de parafinas) con las alícuotas de las muestras del crudo de La Mata Chivato, ya que el tiempo de ruptura de la emulsión fueron muy acelerados. En cambio, el uso del aditivo A (químico formulado para crudos de base asfáltica) con las alícuotas del crudo del ITT tuvo un tiempo de interacción muy largo (mucho mayor a 10 minutos), por lo que no son representativas.

Los resultados obtenidos, para cada tipo de muestra, se presentan a continuación:

Las Tablas 4, 5 y 6 representan el tratamiento aplicado con un producto comercial, el cual se ha aplicado en concentraciones en volumen del 0,5%, 1,5% y 2,0%. Cuando se aplicó con una concentración del 0,5% a las emulsiones sintéticas, se obtuvo un tiempo de ruptura entre 1 y 1,5 minutos, donde el valor de tiempo más alto corresponde al mayor contenido de agua en la emulsión presentado en la Tabla 4. Con una concentración aplicada del 1,5% el tiempo de ruptura se encuentra entre 0,5 y 1,0 minuto, donde el valor de tiempo más alto corresponde al mayor contenido de agua en la emulsión presentado en la Tabla 5. Finalmente, con una concentración del 2,0% se obtuvieron tiempos de ruptura de 0,25 a 0,5 minutos, donde el mayor valor de tiempo corresponde al mayor contenido de agua en la emulsión presentado en la Tabla 6. Como se puede anotar, a

mayor concentración del químico A los tiempos de ruptura de la emulsión disminuyeron rápidamente, y, por otro lado, a mayor contenido de emulsión los tiempos de ruptura son mayores. El ensayo incluyó el químico tipo B, pero no se logró ninguna respuesta, debido a que este actúa con contenidos altos de asfaltenos y en este tipo de crudo el mismo era bajo como se presenta en la Tabla 1.

Tabla 4.

Interacción aditivo-emulsión crudo La Mata Chivato #1

<i>Emulsión (W/O)</i>	<i>Concentración de aditivo A, % (V/V)</i>	<i>Tiempo de ruptura, min.</i>
10%	0,5	1,0
50%	0,5	1,5
90%	0,5	1,5

Nota: esta prueba se realizó a 25°C.

Tabla 5.

Interacción aditivo-emulsión crudo La Mata Chivato #2

<i>Emulsión (W/O)</i>	<i>Concentración de aditivo A, % (V/V)</i>	<i>Tiempo de ruptura, min.</i>
10%	1,5	0,5
50%	1,5	1,0
90%	1,5	1,0

Nota: esta prueba se realizó a 25°C.

Tabla 6.

Interacción aditivo-emulsión crudo La Mata Chivato #3

<i>Emulsión (W/O)</i>	<i>Concentración de aditivo A, % (V/V)</i>	<i>Tiempo de ruptura, min.</i>
10%	2,0	0,25
50%	2,0	0,5
90%	2,0	0,5

Nota: esta prueba se realizó a 25°C.

Las Tablas 7, 8 y 9 corresponden al tratamiento químico B, con concentraciones del 1,0%, 1,5% y 2,0% en peso. Cuando se aplicó con una concentración del 1,0% el tiempo de ruptura se encontró entre 4 y 5 minutos, con tiempo más alto para el mayor contenido de agua en la emulsión, el cual se presenta en la Tabla 7. Cuando se aplicó con una concentración del 1,0% el tiempo de ruptura se encontró entre 1,5 y 2,5 minutos, donde el valor de tiempo más alto se obtuvo para el mayor contenido de agua en la emulsión, el cual se presenta en la Tabla 8. Finalmente, con una concentración del 2,0% los tiempos de ruptura obtenidos se encuentran entre 0,5 y 1,0 minutos, con el valor de tiempo más alto corresponde al mayor contenido de agua en la emulsión presentado en la Tabla 9. El ensayo incluyó el químico A, pero con este no se logró ninguna respuesta, debido a que este actúa con crudos de bajos contenidos de asfaltenos, lo que no sucede con el crudo del ITT, el cual contiene altos contenidos de asfaltenos como se muestra en la Tabla 2.

Tabla 7.

Interacción aditivo-emulsión crudo ITT #1

<i>Emulsión (W/O)</i>	<i>Concentración de aditivo B, % (W/W)</i>	<i>Tiempo de ruptura, min.</i>
10%	1,0	4
50%	1,0	4
90%	1,0	5

Nota: esta prueba se la realizó a 100° C y las concentraciones de aditivos agregados en peso.

Tabla 8.

Interacción aditivo-emulsión crudo ITT #2

<i>Emulsión (W/O)</i>	<i>Concentración de aditivo B, % (W/W)</i>	<i>Tiempo de ruptura, min.</i>
10%	1,5	1,5
50%	1,5	2,0
90%	1,5	2,5

Nota: esta prueba se la realizó a 100° C y las concentraciones de aditivos agregados en peso.

Tabla 9.*Interacción aditivo-emulsión crudo ITT #3*

<i>Emulsión (W/O)</i>	<i>Concentración de aditivo B, % (W/W)</i>	<i>Tiempo de ruptura, min.</i>
10%	2,0	0,5
50%	2,0	1,0
90%	2,0	1,0

Nota: esta prueba se la realizó a 100° C y las concentraciones de aditivos agregados en peso.

Las muestras utilizadas se emulsionaron con agua corriente al 10%, 50% y 90% en el laboratorio para simular condiciones de campo. Las concentraciones de los productos químicos A y B fueron agregados tomando en consideración recomendaciones del fabricante para el contenido de asfaltenos presentes en las muestras recolectadas y los tiempos de ruptura de emulsión esperados para condiciones de diseño de separadores agua-petróleo para crudos pesados o extrapesados (Dinh et al., 2021).

3.3 Influencia de las variables determinadas en la experimentación

Los asfaltenos son moléculas complejas de alto peso molecular presentes en los crudos pesados y extrapesados, que tienden a estabilizar las emulsiones debido a sus características anfifílicas. Por ejemplo, los asfaltenos se adsorben en la interfaz agua-aceite, formando una película interfacial rígida y viscoelástica que dificulta la coalescencia de las gotas de agua dispersas en el crudo. Además, un contenido alto de asfaltenos aumenta la estabilidad de la emulsión y, por tanto, incrementa el tiempo de ruptura. Esto es especialmente relevante en crudos extrapesados como el de 10,5° API del Bloque 43 ITT, donde la cantidad de asfaltenos puede ser significativa. Es importante, además indicar que los asfaltenos trabajan junto con las resinas para formar estructuras agregadas en la interfaz, lo que refuerza aún más la estabilidad de la emulsión. Por tanto, para disminuir el tiempo de ruptura de la emulsión estable, es importante utilizar un químico que actúe directamente sobre la interacción asfaltano-agua de la interfaz y que además no disuelva el enlace asfaltano-resina, para que los primeros no se decanten ni se depositen en formación o en las facilidades de producción.

La interacción del surfactante tipo A es apropiada para crudos con concentraciones bajas de asfaltenos, no así para concentraciones superiores al 30% en peso, por lo que su tiempo

de respuesta para la ruptura de emulsiones estables es muy elevada o quizás nula, lo cual en términos de campo no son representativas porque los tiempos de respuesta requeridos de separación agua-crudo están entre los 5 a 10 minutos. Por tanto, para un crudo como el tipo La Mata Chivato es aceptable. Tomando en cuenta que existe la posibilidad, no comprobada aún, de que haya contaminación de diferentes tipos de crudos en el Campo Pacoa.

Por otro lado, el aditivo polímero surfactante tipo B, tiene mejores resultados con crudos con alta presencia de asfaltenos, como el del Campo ITT, por lo que desde la óptica de estos experimentos de laboratorio son adecuados para ser usados con este tipo de crudos. Los tiempos de respuesta son los adecuados a las condiciones de equipos de separación agua-petróleo en superficie, el cual podría pensarse en una inyección de fondo de pozo para acelerar el tiempo de separación de la emulsión y por tanto, el tiempo de retención en los separadores y otros equipos de superficie será menor para contar con crudo deshidratado.

3.4. Selección el mejor tratamiento químico de los ensayos realizados

Basados en los resultados obtenidos, los surfactantes sirven para crudos con concentraciones menores del 30% en peso de asfaltenos y en concentraciones que permitan la ruptura de la emulsión estable en valores menores de 5 minutos para que puedan ser rentables económicamente en campo. Por otro lado, para crudos con concentraciones por encima de 30% en peso de asfaltenos es recomendable contar con un aditivo químico de última generación como los polímeros surfactantes para tener unos tiempos de ruptura por debajo de los 5 minutos. Adicionalmente, se debe valorar el hecho de que las emulsiones con altas concentraciones de asfaltenos son muy estables, por lo que los surfactantes comerciales tradicionales no surtirán efecto y podrían en cambio generar otros problemas colaterales, como la precipitación y depositación de asfaltenos por diluir las resinas, que son los estabilizadores de los asfaltenos en los petróleos pesados y extrapesados, como los que se tienen en el Campo ITT del Bloque 43.

Adicionalmente a lo ya indicado, podría existir la contaminación de la muestra del crudo de La Mata Chivato, por lo que los resultados deben estar sujetos a una verificación de mezcla en fondo del pozo, contaminación cruzada con trazas de otros tipos de crudos en tanque de almacenamiento o de facilidades de superficie como líneas de transferencia.

3.5. Análisis económico

Para realizar un análisis económico comparativo entre el químico A y el químico B en la ruptura de emulsiones agua-crudo con diferentes proporciones de agua y crudo, se deben considerar los siguientes pasos y cálculos:

1. Suposiciones iniciales

Volumen de emulsión procesada: Suponemos que el volumen de emulsión procesada es de 1,000 barriles diarios (b/d).

Costo de los químicos:

Químico A: \$3.00 por litro.

Químico B: \$4.00 por kilogramo.

Densidad del crudo: 0.9 g/cm³ para el cálculo de peso y volumen.

Condiciones de emulsión:

Emulsión 10% agua-crudo: 90% crudo, 10% agua.

Emulsión 50% agua-crudo: 50% crudo, 50% agua.

Emulsión 90% agua-crudo: 10% crudo, 90% agua.

2. Cálculos de dosificación de químicos

Para cada caso, se calculará la cantidad de químico necesario según las concentraciones indicadas:

Químico A

- Dosificación en volumen del 0,5%, 1,0% y 2,0%.
- Cantidad de químico requerido:

$$\begin{aligned} & \text{Volumen de químico (litros)} \\ & = \text{Volumen total emulsion(bbl)} \times 159(\text{L/bbl}) \\ & \times \text{Concentración(decimales)} \end{aligned}$$

Químico B

- Dosificación en peso del 1%, 1.5% y 2.0%.

- Peso de la emulsión en base al crudo y agua:

$$\begin{aligned} \text{Peso total emulsión (kg)} \\ &= \text{Volumen total emulsion(bbl)} \times 159(\text{L/bbl}) \\ &\times \text{Densidad (kg/L)} \end{aligned}$$

- Cantidad de químico requerido

$$\begin{aligned} \text{Peso del químico (kg)} \\ &= \text{Peso total emulsion(kg)} \times \text{Concentración(decimales)} \end{aligned}$$

3. Cálculo del costo de tratamiento

Para cada caso, se multiplicará la cantidad de químico requerida por el costo unitario.

Costo total tratamiento:

Para el químico A:

$$\text{Costo total (USD)} = \text{Volumen químico (Litros)} \times \text{Costo Químico A (USD/Litro)}$$

Para el químico B:

$$\text{Costo total (USD)} = \text{Peso químico (kg)} \times \text{Costo Químico B (USD/kg)}$$

4. Comparación de costos

El costo total de tratamiento (en USD) por día es el siguiente:

Tabla 10.

Costo total de tratamiento en función de la concentración y tipo de emulsión por 1000 bbl

Tipo de Emulsión	Químico A, concentración en volumen (V/V%)			Químico B, concentración en peso (W/W%)		
	0.5%	1.0%	2.0%	1.0%	1.5%	2.0%
10%	\$2,385	\$4,770	\$9,540	\$5,724	\$8,586	\$11,448
50%	\$2,385	\$4,770	\$9,540	\$5,724	\$8,586	\$11,448
90%	\$2,385	\$4,770	\$9,540	\$5,724	\$8,586	\$11,448

5. Interpretación de los resultados

Costo del químico A:

Es significativamente más económico que el químico B en todos los escenarios, con costos que oscilan entre \$2,385 y \$9,540 por día dependiendo de la concentración.

Costo del químico B:

Es más costoso, con valores entre \$5,724 y \$11,448 por día debido a su mayor precio unitario y la dosificación en peso, que resulta en mayores cantidades requeridas.

Proporción de agua-crudo:

En este caso, los costos no varían con la proporción de agua-crudo, ya que el cálculo se basa en el volumen total de emulsión para el químico A y en el peso total de la emulsión para el químico B, ambos constantes.

Costo diferenciado por tipo de crudo

El químico A se usa para crudos con bajo contenido de asfaltenos donde ha resultado efectivo, en cambio el químico B se usa para crudos con contenido de asfaltenos altos.

3.6. Discusión

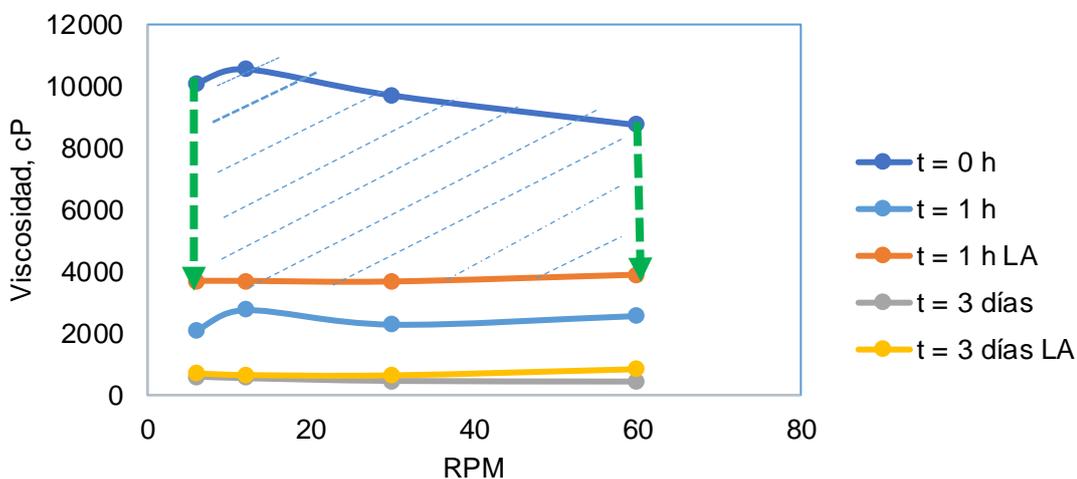
Para realizar los ensayos de laboratorio se determinó que el crudo del Campo ITT es muy viscoso a temperatura ambiente, por lo que los ensayos se realizaron a una temperatura que asegure su fluidez para poder trabajarlos. Como se muestran en los resultados de caracterización, el *pour point* es de unos 110°C lo que hace que su manipulación sea meticulosa y debe realizarse con equipos adicionales de seguridad como guantes para fluidos calientes y pinzas para manipular los viales y jarras de vidrio.

El comportamiento más importante es que aparte de romper la emulsión estable el aditivo polímero surfactante permite disminuir la viscosidad del valor original a la temperatura de fluidez (*pour point*), de tal manera que el crudo se puede fluidizar más y por tanto, permite transportarlo de manera más eficiente que con la viscosidad original, lo cual se podría traducir en menores costos de bombeo y ahorro de energía en el proceso.

Figura 5.

Ensayo de viscosidad del crudo ITT

Viscosidad del Crudo ITT a 110° C
Aditivo Tipo B a c = 2 %



Nota: esta es una prueba de añejamiento de hasta 72 horas. El acrónimo LA significa añejado a condiciones de temperatura de laboratorio y con recalentamiento de la muestra a 110° C. El salto de viscosidad es evidente cuando se mantiene con mayor tiempo de contacto el químico con el crudo ITT.

Tabla 11.

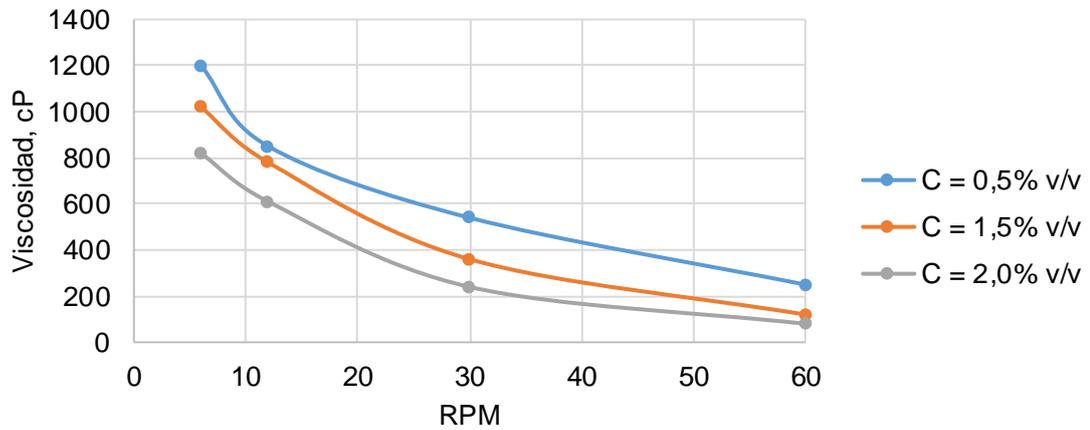
Eficiencia del tratamiento con el crudo ITT, aditivo tipo B concentración 2% w/w

μ [cP]	Reducción [%]	Tiempo de contacto [horas]
60.000	-	-
10.000	83,33	0
4.000	93,33	1
2.000	96,66	1
700	98,83	72

Figura 6.

Ensayo de viscosidad del crudo La Mata Chivato

Viscosidad del Crudo La Mata Chivato a 25°C Aditivo tipo A surfactante



Nota: en esta prueba se determina la concentración del aditivo Tipo A para disminuir la viscosidad del crudo. Este ensayo se realizó a temperatura ambiente. Se aprecia que, a mayor concentración del aditivo, la viscosidad disminuye, lo cual está relacionado con el tiempo de respuesta para la ruptura de la emulsión con el agua.

El costo de cada tipo de químico para atender la ruptura de emulsiones se encuentra en función del contenido de asfaltenos. Los costos menores se obtienen para crudos con bajo contenido de asfaltenos y para crudos con alto contenido de asfaltenos, los costos calculados resultan mayores.

CONCLUSIONES

La caracterización de las diferentes fases de emulsiones a partir de las muestras de dos tipos de crudo, del Campo Pacoa área La Mata Chivato y del Campo ITT, permitieron determinar las concentraciones de prueba y el tipo de aditivo para cada crudo, en función de los parámetros estudiados. Se determinó que el crudo del Campo ITT tiene un mayor contenido de asfaltenos en referencia al crudo del Campo Matachivato. Un contenido de asfaltenos en peso, superior al 30% hace que las emulsiones sean más estables, por lo que no todos los tipos de surfactantes sean los adecuados para el tratamiento de este tipo especial de emulsiones.

Las pruebas de botella con las diferentes formulaciones permitieron determinar el tiempo de contacto para la ruptura de la emulsión en valores que son normalmente aceptados en el campo para el proceso de separación con crudos pesados (como el del Campo Pacoa área La Mata Chivato) y extrapesado (como el del Campo ITT). Se considera que valores superiores a 5 minutos para la ruptura y separación del agua de producción en un crudo pesado o extrapesado es contraproducente por los elevados costos de operación. Se puede observar que cuando el contenido de agua en la emulsión es mayor es necesario utilizar mayor cantidad de aditivo, en cualquier caso, para lograr una separación completa de la emulsión directa o inversa.

La influencia del contenido de asfaltenos es clave para entender el fenómeno de estabilidad de las emulsiones, comprendiendo que la interfaz agua-petróleo se vuelve más estable cuando el contenido de asfaltenos, en peso, es superior al 30%. Esto se puede apreciar en crudos como el del ITT, por lo que es necesario tomar en consideración que los químicos tradicionales a base de surfactantes no pueden lograr procesos de separación de manera rápida dentro de los rangos operativos normales de campo, sin incurrir en gastos adicionales. Adicional a esto, se puede concluir que los asfaltenos para que sean estables y no se precipiten del petróleo no deben ser alterados en la concentración de resinas que naturalmente impiden este fenómeno. Por lo que, cuando se usa un surfactante, es posible que en lugar de disminuir la resistencia pelicular de la interfaz agua-petróleo para romperla, se esté afectando el contenido de resinas en el crudo y de esta manera se alcance el nivel donde se empieza a alterar el equilibrio de suspensión de asfaltenos en el crudo, y se presente a posterior una precipitación de los asfaltenos y un incremento en la viscosidad del crudo. Como corolario a lo ya expresado anteriormente,

los crudos como el del Campo ITT es necesario trabajarlos a temperaturas de fluidez que están por encima de los 100°C lo cual puede requerir tener mayores niveles de seguridad en el laboratorio.

El tratamiento seleccionado en base a los resultados de laboratorio, nos indican que, para crudos con contenidos en peso, por debajo del 30% de asfaltenos necesitan ser testeados en laboratorio con diferentes tipos de surfactantes, no sin antes realizar ensayos de viscosidad y temperatura de fluidez (*pour point*). Para los crudos que tengan valores superiores al indicado en asfaltenos, es muy seguro que necesiten un aditivo de nueva generación como los polímeros surfactantes para que sean tratados de manera más efectiva como agentes ruptores de emulsiones estables. También es importante tener en cuenta el valor de tiempo de retención de los equipos de separación agua-petróleo en campo de 5 minutos, como parámetro de interés al momento de seleccionar un tratamiento químico para el tratamiento de emulsiones estables.

Los costos del químico para el tratamiento de las emulsiones se encuentran en función del contenido de asfaltenos. Mientras mayor es el contenido de asfaltenos, el costo de tratamiento será mayor, debido a que las emulsiones son más estables y requieren un químico especializado para lograr una ruptura de la emulsión en el menor tiempo posible bajo las condiciones de diseño de equipo de campo.

Como conclusión general, una vez que se ha alcanzado los objetivos de la investigación, se estudió la estabilidad de crudos pesados y extrapesados ecuatorianos relativo al proceso de ruptura por vía química de emulsiones, realizando la caracterización de los muestras de crudos pesados ecuatorianos, tomando en consideración parámetros claves que permitieron determinar las concentraciones de aditivos químicos de base surfactante y polímero surfactante, para encontrar las concentraciones adecuadas para separar el agua emulsionada en el petróleo basados en parámetros de la industria y que además, nos indicaron que el factor clave es el contenido de asfaltenos para conocer que a un nivel del 30%, sea por encima o debajo de este valor, permitirá conocer qué tipo de aditivo logrará una rápida ruptura de la emulsión, reducir la viscosidad del crudo y además evitar que se precipiten los asfaltenos en el crudo por no haber seleccionado el tipo de aditivo adecuado.

RECOMENDACIONES

A continuación, se presentan las siguientes recomendaciones para próximas investigaciones sobre este mismo tópico:

1. Recopilar y documentar los principales problemas presentados por el manejo de crudos pesados o extrapesados en campos con producción de este tipo de hidrocarburos.
2. Realizar análisis de laboratorio para caracterizar el crudo y de esta manera, usando ensayos de interacción, determinar la cantidad optima que permita tener los mejores resultados en el menor tiempo de interacción.
3. Realizar una trazabilidad en campo, al momento de tomar las muestras, para evitar la contaminación cruzada en puntos de muestreo en fondo o superficie.

REFERENCIAS

- Akbari, S., & Nour, A. H. (2016). Demulsification of Water-in-Crude Oil Emulsion via Conventional Heating and Microwave Heating Technology in their Optimum Conditions. *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*, 10(4), 66–74. https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2792246
- Alao, K. T., Alara, O. R., & Abdurahman, N. H. (2021). Trending approaches on demulsification of crude oil in the petroleum industry. *Applied Petrochemical Research*, 11(3), 281–293. <https://doi.org/10.1007/s13203-021-00280-0>
- Angulo-Peña, J. A. (2022). *Análisis de metodologías para determinar la estabilidad de asfaltenos en el crudo* [Tesis de grado en ingeniería en petróleos, Universidad Industrial de Santander]. <https://noesis.uis.edu.co/server/api/core/bitstreams/7fa0332e-22b4-449d-8a21-6e877dc23ac7/content>
- Arias Madrid, D. (2020). *Evaluación fisicoquímica del sistema asfaltenos/resinas en la formación de emulsiones en procesos de inyección de vapor* [Tesis de Magister en Ingeniería - Ingeniería Química, UNAL]. <https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/78266/1152691064.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Aronson, M. P., & Metko, M. F. (1993). Highly Concentrated Water-in-oil emulsions: Influence of Electrolyte on their properties and stability. *Journal of Colloid and Interface Science*, 159, 134–149.
- Arriojas-Tocuyo, D. D. J., & Marín-Velásquez, T. D. (2020). Análisis comparativo de la eficiencia estabilizadora de asfaltenos del aceite de cáscara de Anacardium occidentale y productos comerciales. *Enfoque UTE*, 11(3). <https://doi.org/10.29019/enfoque.v11n3.643>
- Birdi, K. (2015). *Introduction to Surface and Colloid Chemistry: Recent Advances and General Remarks* (pp. 1–144). <https://doi.org/10.1201/b18633-2>
- Bonilla, J. P., Yamileth, M., & Majé, M. (2010). *PREDICCIÓN DE LA ESTABILIDAD DE LOS ASFALTENOS MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DEL ANÁLISIS SARA PARA PETRÓLEOS PUROS* [Tesis de grado de ingeniero en petróleos,

Universidad Surcolombiana].

<https://repositoriousco.co/bitstream/123456789/2231/1/TH%20IP%200135.pdf>

Bulgarelli, N. A. V., Bizarre, L., Monte Verde, W., Pulido, A. F. C., & Castro, M. S. de. (2025). Rheological behavior of the stable water-in-oil emulsion associated to water droplets arrangement. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 707(135512), 135512.

<https://doi.org/10.1016/J.COLSURFA.2024.135512>

Bykov, A. G., Liggieri, L., Noskov, B. A., Pandolfini, P., Ravera, F., & Loglio, G. (2015). Surface dilational rheological properties in the nonlinear domain. *Advances in Colloid and Interface Science*, 222, 110–118.

<https://doi.org/10.1016/j.cis.2014.07.006>

Carreño, D. (2020). *Estudio para la Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal en Pozos con Sistema de Bombeo Mecánico del Campo Pacoa* [Tesis de grado de ingeniería en petróleos, EPN].

<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/23656/1/CD%2012963.pdf>

Cendejas, G., Arreguín, F., Castro, L. V., Flores, E. A., & Vazquez, F. (2013). Demulsifying super-heavy crude oil with bifunctionalized block copolymers. *Fuel*, 103, 356–363. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2012.08.029>

Chen, Q., Zhu, Y., Wang, M., Ren, G., Liu, Q., Xu, Z., & Sun, D. (2019). Viscosity reduction of extra-heavy oil using toluene in water emulsions. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 560, 252–259.

<https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2018.10.025>

Clavijo-González, S. J. (2019). *OBTENCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE FRACCIONES SARA DE CRUDOS ECUATORIANOS DE DIFERENTE PROCEDENCIA* [Tesis de grado ingeniero petroquímico, ESPE].

<https://repositoriobe.espe.edu.ec/server/api/core/bitstreams/62ff4ec4-f87c-4f28-a610-d71844300b93/content>

Cortés-Llerena, C. F. (2017). *Técnicas para mejorar el transporte de crudos pesados por oleoductos* [Tesis de grado en ingeniería en petróleos, EPN].

<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/18837/1/CD-8227.pdf>

- Deberne, C., Chéron, V., Poux, A., & Brändle de Motta, J. C. (2024). Breakup prediction of oscillating droplets under turbulent flow. *International Journal of Multiphase Flow*, *173*, 104731.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijmultiphaseflow.2024.104731>
- Dinh, H.-H.-Q., Santanach-Carreras, E., Schmitt, V., Lequeux, F., & Panizza, P. (2021). Breaking of Emulsions with Chemical Additives: Using Surrogate Fluids to Develop a Novel Theoretical Framework and Its Application to Water-in-Crude Oil Emulsions. *ACS Omega*, *6*(42), 27976–27983.
<https://doi.org/10.1021/acsomega.1c03848>
- dos Santos, R. G., Bannwart, A. C., Briceño, M. I., & Loh, W. (2011). Physico-chemical properties of heavy crude oil-in-water emulsions stabilized by mixtures of ionic and non-ionic ethoxylated nonylphenol surfactants and medium chain alcohols. *Chemical Engineering Research and Design*, *89*(7), 957–967.
<https://doi.org/10.1016/j.cherd.2010.11.020>
- Enríquez Naranjo, L. G. (2021). *Estudio de estabilidad de las emulsiones de crudo pesado-agua con licor de lignina* [Tesis en Química, Universidad Central del Ecuador]. <https://www.dspace.uce.edu.ec/server/api/core/bitstreams/7c715240-a9cb-4b83-a33b-c77074b41edc/content>
- Eskin, D., Ma, S. M., Taylor, S., & Abdallah, W. (2021). Modeling droplet dispersion in a turbulent tubing flow at a high droplet holdup. *Chemical Engineering Research and Design*, *168*, 71–83.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.cherd.2021.01.026>
- Ezzat, A. O., & Al-Lohedan, H. A. (2021). Dehydration of heavy crude oil emulsions using novel imidazolium-based poly ionic liquids. *Journal of Molecular Liquids*, *326*. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2021.115284>
- Fernández Arteaga, A. (2006). *Preparación, caracterización y estabilidad de emulsiones y microemulsiones O/W* [Tesis doctoral, Universidad de Granada]. <https://digibug.ugr.es/bitstream/handle/10481/1306/16432988.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Flores-Ramírez, C. (2018). *Estudios de Compatibilidad y Estabilidad de Crudos que se Mezclan en Terminal* [Tesis de ingeniero petrolero, UNAM].

- <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/16155/Estudios%20de%20Compatibilidad%20y%20estabilidad%20de%20crudos%20que%20se%20mezclan%20en%20terminal.pdf?sequence=5&isAllowed=y>
- Fuentes, J. V., Zamora, E. B., Li, Z., Xu, Z., Chakraborty, A., Zavala, G., Vázquez, F., & Flores, C. (2021). Alkylacrylic-carboxyalkylacrylic random bipolymers as demulsifiers for heavy crude oils. *Separation and Purification Technology*, 256. <https://doi.org/10.1016/j.seppur.2020.117850>
- Gallo-Molina, J. P., Ratkovich, N., & Álvarez, Ó. (2017). Multiscale Analysis of Water-in-Oil Emulsions: A Computational Fluid Dynamics Approach. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 56(27), 7757–7767. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.7b02246>
- Hajivand, P., & Vaziri, A. (2015). OPTIMIZATION OF DEMULSIFIER FORMULATION FOR SEPARATION OF WATER FROM CRUDE OIL EMULSIONS. *Brazilian Journal of Chemical Engineering*, 32(1), 107–118. <https://doi.org/10.1590/0104-6632.20150321s00002755>
- Hao, X., Elakneswaran, Y., Afrin, S., Shimokawara, M., Kato, Y., Kitamura, R., & Hiroyoshi, N. (2023). Role of pH and cations on emulsion formation and stability of crude oils. *Geoenergy Science and Engineering*, 227, 211905. <https://doi.org/10.1016/J.GEOEN.2023.211905>
- Hernández-Sampieri, R., Fernández-Collado, C., & Baptista-Lucio, P. (2014). *Metodología de la Investigación* (M. Toledo-Castellanos & M. I. Rocha-Martínez, Eds.; 6th ed.). Mc Graw Hill.
- Jiang, X., Huang, Z., Mi, Y., Kuang, J., & Ye, F. (2019). Emulsion Polymerization of P (MMA-AA-EA) and Its Demulsifying Performance in Water/Oil Emulsion. *Open Journal of Yangtze Oil and Gas*, 04(03), 212–224. <https://doi.org/10.4236/ojogas.2019.43016>
- Kovalchuk, K., Masalova, I., & Malkin, A. Y. (2010). Influence of electrolyte on interfacial and rheological properties and shear stability of highly concentrated W/O emulsions. *Colloid Journal*, 72(6), 806–814. <https://doi.org/10.1134/S1061933X10060116>

- Kralchevsky, P. A., Danov, K. D., & Denkov, N. D. (2009). *7 Chemical Physics of Colloid Systems and Interfaces*.
- Kralova, I., Sjöblom, J., Øye, G., Simon, S., Grimes, B. A., & Paso, K. (2011). Heavy crude oils/particle stabilized emulsions. In *Advances in Colloid and Interface Science* (Vol. 169, Issue 2, pp. 106–127). Elsevier B.V.
<https://doi.org/10.1016/j.cis.2011.09.001>
- Lam-Maldonado, M., Aranda-Jiménez, Y. G., Arvizu-Sanchez, E., Melo-Banda, J. A., Díaz-Zavala, N. P., Pérez-Sánchez, J. F., & Suarez-Dominguez, E. J. (2023). Extra heavy crude oil viscosity and surface tension behavior using a flow enhancer and water at different temperatures conditions. *Heliyon*, 9(2), e12120.
- Landeta-Avellaneda, G. A. (2014). *CARACTERIZACIÓN Y EVALUACIÓN DE CRUDOS PESADOS DEL ORIENTE ECUATORIANO* [Tesis de grado en ingeniería química, UCE].
<https://www.dspace.uce.edu.ec/server/api/core/bitstreams/1d9cfa8d-7b0e-430c-8c0c-0d84cb1adfcc/content>
- Leal-Godoy, K. D. (2019). *ELABORACIÓN Y EVALUACIÓN DE UN TRATAMIENTO MEJORADOR DE MOVILIDAD PARA CRUDOS PESADOS EN OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN QUÍMICA* [Tesis de grado de ingeniero química, Universidad de Pamplona].
http://repositoriodspace.unipamplona.edu.co/jspui/bitstream/20.500.12744/5206/1/Leal_2019_TG.pdf
- Lee, J., & Babadagli, T. (2020). Comprehensive review on heavy-oil emulsions: Colloid science and practical applications. In *Chemical Engineering Science* (Vol. 228). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2020.115962>
- Li, S., Fan, K., & Huang, Q. (2022). Evaluation of stability for flowing water-in-oil emulsion in transportation pipeline. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 216, 110769.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110769>
- Liu, Y., Li, Y., Xue, J., Dai, P., Gu, Y., Lu, H., & Yang, Q. (2024). Study on the unique separation effect of emulsion in the stirring-induced turbulent flow field. *Journal*

of *Cleaner Production*, 478, 143864.

<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.143864>

- Lozano-Navarro, J. I., Palacio-Pérez, A., Suárez-Domínguez, E. J., Pérez-Sánchez, J. F., Díaz-Zavala, N. P., Melo-Banda, J. A., & Rodríguez-Valdés, A. (2022). Modification of the viscosity of extra-heavy crude oil using aqueous extracts of common geranium (*Pelargonium hortorum*). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 215, 110583. <https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2022.110583>
- Ma, J., Yang, Y., Li, X., Sui, H., & He, L. (2021). Mechanisms on the stability and instability of water-in-oil emulsion stabilized by interfacially active asphaltenes: Role of hydrogen bonding reconstructing. *Fuel*, 297, 120763. <https://doi.org/10.1016/J.FUEL.2021.120763>
- Marfisi-Valladares, S. (2005). *ESTABILIDAD DE EMULSIONES RELACIONADA CON EL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDOS* [Tesis de doctorado en ciencias aplicadas, mención ingeniería química]. ULA.
- Marín-Velásquez, T. D. (2021). Prediction of asphaltene stability in crude oil based on SARA analysis using artificial neural networks. *Fuentes El Reventón Energético*, 19(2), 19–33. <https://doi.org/10.18273/REVFUE.V19N2-2021003>
- Matos, M., García, C. F., Suárez, M. A., Pazos, C., & Benito, J. M. (2016). Treatment of oil-in-water emulsions by a destabilization/ultrafiltration hybrid process: Statistical analysis of operating parameters. *Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers*, 59, 295–302. <https://doi.org/10.1016/J.JTICE.2015.08.006>
- Mejía-Gordón, N. A. (2022). *CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO PESADO DE LA ZONA SUR DEL CAMPO ITT* [Tesis de ingeniero en petróleos, EPN]. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/23395/1/CD%2012815.pdf>
- Mironova, M. V., & Ilyin, S. O. (2018). Effect of silica and clay minerals on rheology of heavy crude oil emulsions. *Fuel*, 232, 290–298. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.05.164>
- Mohammadian, E., Taju Ariffin, T. S., Azdarpour, A., Hamidi, H., Yusof, S., Sabet, M., & Yahya, E. (2018). Demulsification of Light Malaysian Crude Oil Emulsions Using an Electric Field Method. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 57(39), 13247–13256. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.8b02216>

- Mohammed, I., Mahmoud, M., Al Shehri, D., El-Husseiny, A., & Alade, O. (2021). Asphaltene precipitation and deposition: A critical review. In *Journal of Petroleum Science and Engineering* (Vol. 197). Elsevier B.V.
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107956>
- Peña, D., & Pilozo, V. (2022). *Estudio de Recuperación de Petróleo por Inyección de Agua Caliente del Yacimiento en el Campo Pacoa en la Provincia de Santa Elena* [Tesis de grado de ingeniero en petróleo, UPSE].
<https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/7728/1/UPSE-TIP-2022-0012.pdf>
- Peralta, F., & Dumani, M. (2013). *Estudio técnico de pozos no productivos para seleccionar potenciales reinyectores, diseño y costos de facilidades de superficie en el Campo Pacoa, Provincia de Santa Elena* [Tesis de grado en ingeniería en petróleo, UPSE].
<https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/1610/1/ESTUDIO%20T%C3%89CNICO%20DE%20POZOS%20NO%20PRODUCTIVOS%20PARA%20SELECCIONAR%20POTENCIALES%20REINYECTORES%2C%20DISE%C3%91O%20Y%20COSTOS%20DE%20FACILIDADES%20DE%20SUPERFICIE%20EN%20EL%20CAMPO%20PACOA%2C%20PROVINCIA%20DE%20SANTA%20ELENA%E2%80%9D.pdf>
- Pérez-Cortez, M. G. (2020). *Análisis de la composición de crudo tipo “Buena Vista”, caracterizado mediante RMN 1H, RMN 13 y CG-Masas, utilizando Nanopartículas de Ni-Fe-Mo como catalizadores*. [Tesis de Maestría en Ciencias en Ingeniería Química, Instituto Tecnológico de Ciudad Madero].
https://rinacional.tecnm.mx/bitstream/TecNM/5097/2/G11070746_donacion_tesis_bib.pdf
- Ratnakar, R. K., Pandian, S., Mary, H., & Choksi, H. (2024). Flow assurance methods for transporting heavy and waxy crude oils via pipelines without chemical additive intervention. *Petroleum Research*.
- Rodríguez, M. X. (2016). *EVALUACIÓN DEL RÉGIMEN DE TEMPERATURA DEL FLUIDO MULTIFÁSICO PARA LA OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA DEL PROCESO DE BOMBEO HACIA LA SEPARACIÓN, EN EL CAMPO EDÉN YUTURI, BLOQUE 12, DE LA EMPRESA PETROAMAZONAS EP, DURANTE*

- EL AÑO 2015". PROPUESTA DE UNA METODOLOGÍA PARA LA OPERACIÓN DE RENDIMIENTO EFICIENTE* [Tesis de maestría en gestión de energías, Universidad Técnica de Cotopaxi]. <https://core.ac.uk/download/pdf/336840925.pdf>
- Roodbari, N. H., Badiei, A., Soleimani, E., & Khaniani, Y. (2016). Tweens demulsification effects on heavy crude oil/water emulsion. *Arabian Journal of Chemistry*, 9, S806–S811. <https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2011.08.009>
- Saad, M. A., Kamil, M., Abdurahman, N. H., Yunus, R. M., & Awad, O. I. (2019). An Overview of Recent Advances in State-of-the-Art Techniques in the Demulsification of Crude Oil Emulsions. *Processes*, 7(7), 470. <https://doi.org/10.3390/pr7070470>
- Santos, R. G. dos, Brinceño, M. I., & Loh, W. (2017). Laminar pipeline flow of heavy oil–in–water emulsions produced by continuous in-line emulsification. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 156, 827–834. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.06.061>
- Shinoda, K., & Takeda, A. H. (1970). The Effect of Added Salts in Water on the Hydrophile-Lipophile Balance of Nonionic Surfactants: The Effect of Added Salts on the Phase Inversion Temperature of Emulsions. *Journal of Colloid and Interface Science*, 32(4).
- Tadros, T. (2004). Application of rheology for assessment and prediction of the long-term physical stability of emulsions. *Advances in Colloid and Interface Science*, 108–109, 227–258. <https://doi.org/10.1016/j.cis.2003.10.025>
- Tadros, T. F. (2013). *Emulsion formation and stability*. Wiley-VCH.
- Tadros, T. F. (2016). *Emulsions: Formation, Stability, Industrial Applications*. De Gruyter.
- Tian, Y., Zhou, J., He, C., He, L., Li, X., & Sui, H. (2022). The Formation, Stabilization and Separation of Oil–Water Emulsions: A Review. *Processes*, 10(4).
- Venkatesham, V., Marshoom, N., Mathew Joy, R., & George, G. (2018). Studies on Demulsification of Crude Oil Emulsion Using Plant Extracts as Green Demulsifiers. *Asian Journal of Applied Science and Technology (AJAST) (Open Access Quarterly International Journal)*, 2(2), 999–1004. <https://doi.org/10.38177>

- Vera-Tomalá, L. A., & Carrillo-Viche, S. F. (2023). *Caracterización Geoquímica en Cinco muestras de Crudos del Campo Pacoa Mediante Análisis de Biomarcadores en las Fracciones de Hidrocarburos Saturados y Análisis de los Isótopos Estables del Carbono 12C, 13C y Trazas de Metales V, Ni y S*. [Tesis de grado de ingenieros en petróleos, UPSE].
<https://repositorio.upse.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/46000/9913/UPSE-TIP-2023-0017.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Vera-Vera, J. A., & Rivera-Luna, J. L. (2023). *Estimación de la reducción de asentamiento de parafinas mediante pruebas de laboratorio con inhibidores en muestras de crudo del Campo Armadillo-Bloque 55* [Tesis de ingenieros en petróleos, UPSE]. <https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/9071/1/UPSE-TIP-2023-0007.pdf>
- Yi, M., Huang, J., & Wang, L. (2017). Research on Crude Oil Demulsification Using the Combined Method of Ultrasound and Chemical Demulsifier. *Journal of Chemistry*, 2017, 1–7. <https://doi.org/10.1155/2017/9147926>
- Zamora, E. B., Hernández, E. I., Zavala, G., Fuentes, J. V., Álvarez, F., Flores, C. A., & Vázquez, F. (2021). High performance demulsifiers for heavy crude oil based on alkyl acrylic-amino alkyl acrylic random copolymers. *Separation and Purification Technology*, 275, 119212. <https://doi.org/10.1016/J.SEPPUR.2021.119212>
- Zhang, J., Chen, X. P., & Xu, J. yu. (2019). Rheological characteristics of unstable heavy crude oil-water dispersed mixtures. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 182. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106299>
- Zhao, Y., Huang, M., Wang, X., Ding, Y., Chen, L., Qu, Q., Tang, Y., & Mi, Y. (2025). A simple two-step reaction for synthesizing demulsifiers for a high salt crude oil emulsion. *Separation and Purification Technology*, 359, 130494.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.seppur.2024.130494>
- Zolfaghari, R., Fakhru'l-Razi, A., Abdullah, L. C., Elnashaie, S. S. E. H., & Pendashteh, A. (2016). Demulsification techniques of water-in-oil and oil-in-water emulsions in petroleum industry. *Separation and Purification Technology*, 170, 377–407.
<https://doi.org/10.1016/J.SEPPUR.2016.06.026>

ANEXOS

Anexo 1: Pruebas de laboratorio de muestras de Crudo ITT

CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO PLANTA DE TRATAMIENTO DE CRUDO				
DETERMINACIÓN	UNIDAD	CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO DE INGRESO A LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE CRUDO		
		CARACTERÍSTICAS CRUDO TIPO 1	CARACTERÍSTICAS CRUDO TIPO 2	CARACTERÍSTICAS CRUDO TIPO 3
Gravedad API 60/60 °F	Grados API	12.400	13.6 - 14.1	14
Densidad a 15°C	Kg/m3	983.30		971.48
Densidad Relativa 60/60 (Gravedad específica)		0.9833	0.974-0.970	
Viscosidad Cinemática a 60°F (16°C)	cSt	68769	37773.5	
Viscosidad Cinemática a 86°F (30°C)	cSt	12483	7547.9	
Viscosidad Cinemática a 122°F (50°C)	cSt	1973	1322	1048.64
Viscosidad Cinemática a (89°C)	cSt			88.7
Viscosidad Cinemática a 212°F (100°C)	cSt	104.000	81.5	
Viscosidad Cinemática a 248°F (120°C)	cSt	-	-	
Viscosidad Cinemática a 284°F (140°C)	cSt	-	-	
Carbón Conradson (Residuo Carbonoso)	%P	22.680	9.51	22.68
Agua por destilación, entrada a la planta de tratamiento	%V	70	70	70.00
Cenizas	%P	0.435	0.12	0.19
Asfaltenos en C7	%P	13.26	8.4	13.26
Sedimento por Extracción	%P	0.3524	0.028	0.026
Punto de Escurrimiento	°C	12	-3	
Punto de Inflamación	°C	9.20	36.6	36.6
Poder Calórico Bruto	MJ/kg	43	42.2534	
Poder Calórico Neto	MJ/kg	40.938	40.5189	40.71
Sal en crudo	lb/1000 barriles de	220.27	113	7.9
Aluminio	mg/kg	3.134	2.455	2.830
Silice	mg/kg	11.981	4.728	0.000
Vanadio	mg/kg	425.7	328	21
Niquel	mg/kg	473	121	
Hierro	mg/kg	12.472	4.199	
Sodio	mg/kg	869.686	325	6.959
Calcio	mg/kg	98.72	16.597	
Zinc	mg/kg	6.478	4.498	
Plomo	mg/kg	0.727	0.318	
Azufre	%P	3.258	2.67	2.76

Fuente: EPP Petroecuador (2018) y Sercop.