



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

**“EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD COLOIDAL Y CONTENIDO DE
ASFALTENOS EN MUESTRAS DE CRUDO MEDIANTE ENSAYOS DE
LABORATORIO”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORAS:

LIDIA VERÓNICA TOMALÁ ORTEGA

KIMBERLY NAYELI REYES FIGUEROA

TUTOR:

ING. CARLOS ALFREDO MALAVÉ CARRERA MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2026

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

**EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD COLOIDAL Y CONTENIDO DE
ASFALTENOS EN MUESTRAS DE CRUDO MEDIANTE ENSAYOS DE
LABORATORIO**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORAS:

LIDIA VERÓNICA TOMALÁ ORTEGA

KIMBERLY NAYELI REYES FIGUEROA

TUTOR:

ING. CARLOS ALFREDO MALAVÉ CARRERA MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2026

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

ING. MARLLELIS GUTIÉRREZ

HINESTROZA; PhD

DIRECTOR DE CARRERA

ING. CARLOS ALFREDO

MALAVÉ CARRERA; MSc.

DOCENTE TUTOR

ING. EDISON ANDRÉS

BRITO ÁVILA; MSc.

DOCENTE ESPECIALISTA

ING. ISRAEL ISIDRO

YAGUAL PITA; MSc.

DOCENTE DE UIC

ING. DAVID VEGA GONZÁLEZ

SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

A mi esposo, Víctor Chávez, por su amor, paciencia y apoyo incondicional a lo largo de mi formación académica. Gracias por creer en mí, por motivarme a seguir adelante en los momentos más difíciles y por brindarme el respaldo emocional y económico necesario para alcanzar esta meta. Este logro también es parte de tu esfuerzo y confianza en mis capacidades.

A mis hijos, Johnny, Carlos y Victoria, quienes han sido mi mayor inspiración y mis compañeros de camino a lo largo de esta etapa académica. Gracias por su comprensión, paciencia y cariño, por motivarme cada día a esforzarme más y por convertirse en la razón principal para alcanzar este logro.

A mi familia, padres, hermanos, suegra y cuñados quienes, con su amor incondicional, sacrificio, esfuerzo y apoyo constante han sido el pilar de mi vida. Gracias por creer en mí incluso cuando las circunstancias parecían difíciles, por cada consejo, cada palabra de aliento y por enseñarme el valor de la perseverancia y el trabajo honesto. Este logro también les pertenece a ustedes, porque detrás de cada paso que he dado siempre ha estado su amor impulsándome a seguir adelante.

A mi querido hermano Carlitos, quien partió de este mundo demasiado pronto. Aunque hoy no puedas acompañarme físicamente en este momento tan especial, tu recuerdo permanece vivo en mi corazón y ha sido una fuente constante de fortaleza e inspiración para seguir adelante y superar cada obstáculo.

Lidia Verónica Tomalá Ortega

DEDICATORIA

Dedico este trabajo principalmente a Dios, quien me ha llenado de sabiduría y entendimiento a lo largo de todo este trayecto; Él ha guiado mis pasos para enfrentar cada adversidad, enseñándome que todo se puede lograr con paciencia y fe.

A mi madre Reina Figueroa Orrala, por motivarme siempre a seguir adelante y brindarme su apoyo en cada momento que lo he necesitado.

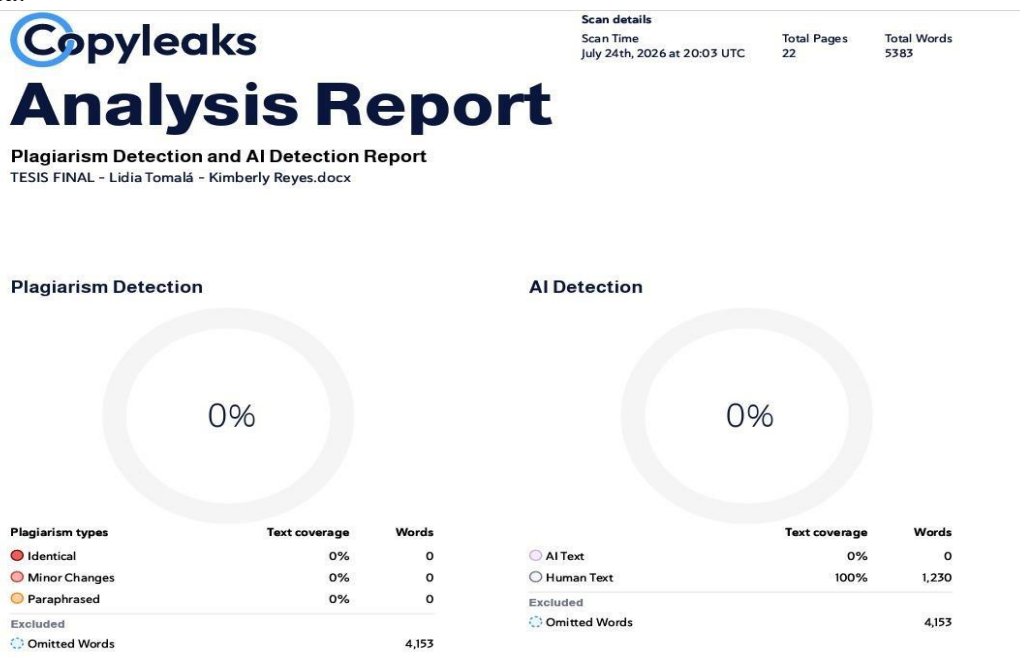
A mi hija, Eimmy Suárez, quien ha sido mi mayor motivación para no rendirme jamás.

A Edgar Suárez, gracias por todo, a lo largo de todo este proceso que no ha sido fácil, por creer y estar, incluso en los momentos más difíciles. Y a todas aquellas personas que, de una u otra manera me han brindado su mano y apoyo cuando más lo he necesitado.

Kimberly Nayeli Reyes Figueroa

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema "EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD COLOIDAL Y CONTENIDO DE ASFALTENOS EN MUESTRAS DE CRUDO MEDIANTE ENSAYOS DE LABORATORIO" elaborado por las estudiantes; Lidia Verónica Tomalá Ortega y Kimberly Nayeli Reyes Figueroa, egresado de la carrera de Ingeniería en Petróleo, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 0% de la valoración permitida.



Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
CARLOS ALFREDO MALAVE CARRERA

Ing. Carlos Alfredo Malavé Carrera

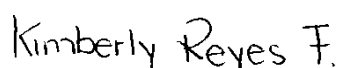
C.I.:0912370095

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotras, Lidia Verónica Tomalá Ortega y Kimberly Nayeli Reyes Figueroa, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD COLOIDAL Y CONTENIDO DE ASFALTENOS EN MUESTRAS DE CRUDO MEDIANTE ENSAYOS DE LABORATORIO”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de nuestra autoría.

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

Atentamente,



TOMALÁ ORTEGA

LIDIA VERÓNICA

Autor de tesis

C.I.: 0926671272

REYES FIGUEROA

KIMBERLY NAYELI

Autor de tesis

C.I.: 0927514646

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Carlos Alfredo Malavé Carrera, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **“EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD COLOIDAL Y CONTENIDO DE ASFALTENOS EN MUESTRAS DE CRUDO MEDIANTE ENSAYOS DE LABORATORIO”**, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo elaborado por las Sras. Lidia Verónica Tomalá Ortega y Kimberly Nayeli Reyes Figueroa, egresado de la carrera de Petróleo, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
**CARLOS ALFREDO
MALAVE CARRERA**

Ing. Carlos Alfredo Malavé Carrera, MSc.

C.I.: 0912370095

DOCENTE TUTOR

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestro más profundo agradecimiento a Dios, por ser nuestra guía, darnos la sabiduría necesaria y fortalecernos para culminar con éxito esta etapa fundamental de nuestra formación profesional.

A nuestras familias, por su amor incondicional, su paciencia infinita y el respaldo constante que nos brindaron en cada paso de este camino. Gracias por creer en nosotras, incluso cuando el proceso se tornó complejo; este logro es también de ustedes.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena (UPSE), nuestra casa de estudios, por habernos proporcionado los conocimientos técnicos y la rigurosidad académica necesaria para desarrollar esta investigación. Un agradecimiento especial a nuestro tutor Ingeniero Carlos Alfredo Malavé Carrera, por su guía experta, sus valiosas observaciones y por orientar nuestros esfuerzos.

Finalmente, agradecemos a todas las personas que, de manera directa o indirecta, nos brindaron su aliento, respaldo y colaboración para ver este proyecto hecho realidad.

Lidia Verónica Tomalá Ortega

Kimberly Nayeli Reyes Figueroa

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

CERTIFICACIÓN GRAMATICAL Y ORTOGRÁFICA

CERTIFICO

Que, he revisado el Trabajo de Integración Curricular titulado: EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD COLOIDAL Y CONTENIDO DE ASFALTENOS EN MUESTRAS DE CRUDO MEDIANTE ENSAYOS DE LABORATORIO, elaborado por las estudiantes Lidia Verónica Tomalá Ortega y Kimberly Nayeli Reyes Figueroa, pertenecientes a la carrera de Ingeniería en Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, como requisito previo a la obtención del título de Ingenieras en Petróleo.

Que, una vez formuladas las observaciones pertinentes al referido trabajo, se verificó que las que las autoras acogieron de manera responsable y proactiva las recomendaciones emitidas e incorporaron las correcciones y los ajustes correspondientes, de conformidad con las normas gramaticales y ortográficas vigentes.

Autorizo a las interesadas a hacer uso de la presente certificación para los fines académicos y administrativos que estimen pertinentes.

La Libertad, a los 27 días del mes de julio del 2026.



MSc. Norma Chávez Lino

Licenciada en Educación Básica

Magíster en Educación Mención Lingüística y Literatura

C.I. 0919900787

Registro SENESCYT N° 1005-2024-2866555

Teléfono 0983895157

CONTENIDO

	Pág.
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	ii
DEDICATORIA	ii
DEDICATORIA	iv
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO.....	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vii
AGRADECIMIENTOS	viii
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA	ix
CONTENIDO	x
LISTA DE FIGURAS.....	xv
LISTA DE TABLAS	xvii
LISTA DE ANEXO.....	xix
RESUMEN	xx
ABSTRACT.....	xxi
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	1
1.2 ANTECEDENTES	3
1.3 HIPÓTESIS	7
1.4 OBJETIVOS	8
1.4.1 Objetivo General.....	8
1.4.2 Objetivos Específicos.....	8
1.5 ALCANCE	9
1.6 VARIABLES	10
1.6.1 Variables Dependientes:	10
1.6.2 Variables Independientes	10

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	11
2.1 Petróleo	11
2.2 Composición del crudo	12
2.3 Asfaltenos	13
2.3.1 Definición	13
2.3.2 Estructura de los asfaltenos.....	14
2.3.3 Características de los asfaltenos.....	16
2.4 Comportamiento de los asfaltenos: precipitación, floculación y deposición de asfaltenos. 17	
2.4.1 Precipitación de los asfaltenos	18
2.4.2 Floculación de los asfaltenos	19
2.4.3 Deposición de los asfaltenos	20
2.5 Estabilidad coloidal de los asfaltenos	20
2.6 Factores que influyen en la precipitación de los asfaltenos	20
2.6.1 La temperatura	20
2.6.2 La presión	20
2.6.3 Cambios de composición del crudo	21
2.6.4 Factores eléctricos.....	21
2.6.5 Factores mecánicos	21
2.6.6 Viscosidad.....	21
2.6.7 Contenido de salmuera.....	21
2.7 Problemas asociados a la precipitación de asfaltenos	22
2.7.1 Problemas en el reservorio.....	22

2.7.2 Alteración de la mojabilidad de la roca	22
2.7.3 Obstrucción en la cara de formación.....	23
2.7.4 Obstrucción en la línea de flujo y otros equipos en la superficie.....	23
2.8 Estrategias para mitigar la precipitación de asfaltenos	24
2.8.1 Aditivos desestabilizantes y estabilizantes.....	25
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA	27
3.1 Método de investigación	27
3.2 Tipo de investigación.....	28
3.3 Determinación de la gravedad API.....	28
3.4 Corrección de la gravedad API.....	29
3.5 Prueba de la mancha	29
3.6 Materiales y equipos usados	32
3.7 Procedimiento experimental	38
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	39
4.1 Introducción a los resultados experimentales	39
4.2 Recolección y preparación de las muestras de crudo.....	39
4.3 Determinación de la gravedad API.....	40
4.3.1 Corrección de la gravedad API a condiciones estándar (60 °f).	41
4.4 Destilación de las muestras de crudo	46
4.5 Preparación de mezclas con solventes	47
4.5.1 Preparación de mezclas con tolueno (agente estabilizante)	47
4.5.2 Preparación de mezclas con pentano (agente desestabilizando)	47
4.5.3 Preparación de mezclas con metanol (agente desestabilizando)	48
4.6 Evaluación de la estabilidad coloidal mediante la prueba de la mancha	48
4.7 Caracterización y destilación de la muestra de crudo del campo tigresa	

mediante la prueba de la mancha con la adición del tolueno solvente estabilizante. .	49
4.7.1 Porcentaje de tolueno como solvente estabilizante al destilado de la muestra de crudo del campo tigresa.	49
4.7.2 Resultados de la estabilidad coloidal del destilado de la muestra del crudo del campo tigresa, mediante la prueba de la mancha con adición de tolueno.	50
4.8 Caracterización y destilación de la muestra de crudo del campo tigresa mediante la prueba de la mancha con la adición del pentano solvente desestabilizante.	51
4.8.1 Porcentaje de pentano como solvente desestabilizante al destilado de la muestra de crudo del campo tigresa.	52
4.8.2 Resultados de la estabilidad coloidal del destilado de la muestra del crudo del campo tigresa, mediante la prueba de la mancha con adición de pentano.	53
4.9 Caracterización y destilación de la muestra de crudo campo tigresa, mediante la prueba de la mancha con la adición del metanol solvente desestabilizante.	54
4.9.1 Porcentaje de metanol como solvente desestabilizante al destilado de la muestra de crudo del campo tigresa.	55
4.9.2 Resultados de la estabilidad coloidal de la muestra campo tigresa, mediante la prueba de la mancha con adición de metanol.....	55
4.10 Caracterización y destilación de la muestra de crudo del campo pandora mediante la prueba de la mancha con la adición del tolueno solvente estabilizante...	57
4.10.1 Porcentaje de tolueno como solvente estabilizante al destilado de la muestra de crudo del campo pandora	57
4.10.2 Resultados de la estabilidad coloidal del destilado de la muestra del	

crudo del campo pandora, mediante la prueba de la mancha con adición de tolueno.	58
4.11 Caracterización y destilación de la muestra de crudo del campo pandora mediante la prueba de la mancha con la adición del pentano solvente desestabilizante. 59	
4.11.1 Porcentaje de pentano como solvente desestabilizante al destilado de la muestra de crudo del campo pandora.....	60
4.11.2 Resultados de la estabilidad coloidal del destilado de la muestra del crudo del campo pandora, mediante la prueba de la mancha con adición de pentano.	61
4.12 Caracterización y destilación de la muestra de crudo campo pandora, mediante la prueba de la mancha con la adición de metanol solvente desestabilizante. 62	
4.12.1 Porcentaje de metanol como solvente desestabilizante al destilado de la muestra de crudo del campo pandora.....	63
4.12.2 Resultados de la estabilidad coloidal del destilado de la muestra del crudo del campo pandora, mediante la prueba de la mancha con adición de metanol.	63
CAPÍTULO V.....	65
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	65
5.1 CONCLUSIONES	65
5.2 RECOMENDACIONES	67
GLOSARIO	68
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	70
ANEXOS	76

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. <i>Estructura de los asfaltenos.</i>	16
Figura 2. <i>Representación de la precipitación, floculación y deposición de asfaltenos.</i>	17
Figura 3. <i>Precipitación de asfaltenos como problema para la industria petrolera.</i>	19
Figura 4. <i>Métodos de prevención y control de precipitación a nivel de las instalaciones de superficie.</i>	24
Figura 5. <i>Secuencia metodológica de la investigación.</i>	27
Figura 6. <i>Método de la mancha.</i>	31
Figura 7. <i>Introducción del hidrómetro en la probeta.</i>	40
Figura 8. <i>Punto de lectura de la gravedad API a temperatura de 24 °C.</i>	40
Figura 9. <i>Tabla de medición de petróleo ASTM-IP</i>	42
Figura 10. <i>Tabla de medición de petróleo ASTM-IP</i>	43
Figura 11. <i>Prueba de la mancha de la muestra del crudo del Campo Tigresa tratada con tolueno en concentraciones 15 %, 30 % y 40 %.</i>	50
Figura 12. <i>Prueba de la mancha de la muestra del crudo del Campo Tigresa tratada con pentano en concentraciones 30 % y 60 %.</i>	53
Figura 13. <i>Muestras de crudo Campo Tigresa, tratadas con 15 %, 25 %, 40 % de metanol.</i>	55
Figura 14. <i>Prueba de la mancha de la muestra del crudo del Campo Pandora tratada con tolueno en concentraciones 15 %, 30 % y 40 %.</i>	58
Figura 15. <i>Prueba de la mancha de la muestra del crudo del Campo Pandora tratada con pentano en concentraciones 30 % y 60 %.</i>	61

Figura 16. <i>Prueba de la mancha de la muestra del crudo del Campo Pandora, tratada con metanol en concentraciones 15 %, 25 % y 40 %.</i>	63
---	----

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. <i>Clasificación de crudos, según su gravedad específica</i>	12
Tabla 2. <i>Clasificación del tipo de mancha según la norma ASTM D-4740.</i>	30
Tabla 3. <i>Grados API de muestras de crudo corregidos</i>	46
Tabla 4. <i>Características físicoquímicas y resultados de la destilación de las muestras de crudo del Campo Tigresa</i>	49
Tabla 5. <i>Porcentajes de adición de tolueno a la muestra de crudo del Campo Tigresa.</i>	50
Tabla 6. <i>Características físicoquímicas y resultados de la destilación de las muestras de crudo del Campo Tigresa</i>	52
Tabla 7. <i>Porcentajes de adición de pentano a la muestra de crudo del Campo Tigresa.</i>	52
Tabla 8. <i>Características físicoquímicas y resultados de la destilación de las muestras de crudo del Campo Tigresa</i>	54
Tabla 9. <i>Prueba de la mancha de la muestra del crudo del Campo Tigresa tratadas con metanol en concentraciones 15 %, 25 % y 40 %</i>	55
Tabla 10. <i>Características físicoquímicas y resultados de la destilación de las muestras de crudo del Campo Pandora</i>	57
Tabla 11. <i>Porcentajes de adición de tolueno a la muestra de crudo del Campo Pandora.</i>	58
Tabla 12. <i>Características físicoquímicas y resultados de la destilación de las muestras de crudo del Campo Pandora</i>	60

Tabla 13. *Porcentajes de adición de pentano a la muestra de crudo del Campo Pandora.*

..... 60

Tabla 14. *Características fisicoquímicas y resultados de la destilación de las muestras de crudo del Campo Pandora.* 62

Tabla 15. *Porcentajes de adición de metanol a la muestra de crudo del Campo Pandora.*

..... 63

LISTA DE ANEXO

	Pág.
Anexo 1. Obtención de muestra para el ensayo.....	76
Anexo 2. Muestra en cámara de destilación.	76
Anexo 3. Peso en balanza electrónica del balón de precipitación	77
Anexo 4. Medición de muestra en la probeta de 100 ml	77
Anexo 5. Aditivo metanol	78
Anexo 6. Aditivo tolueno	78
Anexo 7. Mezcla de la destilación con el aditivo para aplicar sobre papel filtro.	79
Anexo 8. Aditivo Pentano	79
Anexo 9. Área limpia.....	80
Anexo 10. Adición de gotas de mezcla en papel filtro para prueba de la mancha.	80
Anexo 11. Tratamiento térmico de muestra de crudo en la cámara de destilación.....	81
Anexo 12. Tablas de medición de petróleo (ASTM-IP, 1916).....	82
Anexo 13. Tablas de medición de petróleo (ASTM-IP, 1916).....	83

**“EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD COLOIDAL Y CONTENIDO
DE ASFALTENOS EN MUESTRAS DE CRUDO MEDIANTE ENSAYOS DE
LABORATORIO”**

Autoras: Tomalá Ortega Lidia Verónica

Reyes Figueroa Kimberly Nayeli

Tutor: Ing. Malavé Carrera Carlos Alfredo, MSc.

RESUMEN

Esta investigación analiza la estabilidad coloidal de muestras de crudo mediante ensayos de laboratorio, con tolueno, pentano y metanol para evaluar su efecto sobre los asfaltenos. Se caracterizaron las muestras mediante la gravedad API, y destilación para obtener el destilado experimental. Después se prepararon mezclas con concentraciones variadas de los solventes y se evaluaron con la prueba de la mancha en papel filtro para observar su morfología y floculación.

Los resultados muestran que el tolueno actúa como solvente estabilizante que mantiene la estabilidad coloidal y favorece la dispersión de los asfaltenos. Por el contrario, el metanol genera un efecto desestabilizador que aumenta la formación de agregados al subir su concentración y el pentano causa una ligera desestabilización sin llegar a una precipitación significativa en las condiciones evaluadas.

Estos aditivos modifican de forma directa el comportamiento coloidal del crudo. Sin embargo, la prueba de la mancha demuestra ser un método práctico y útil para realizar una evaluación cualitativa eficaz sobre la estabilidad de los asfaltenos en sistemas petroleros.

PALABRAS CLAVE: *estabilidad coloidal, prueba de la mancha, asfaltenos, tolueno, pentano, metanol.*

“EVALUATION OF COLLOIDAL STABILITY AND ASPHALTENE CONTENT IN CRUDE OIL SAMPLES USING LABORATORY TESTS”

Autoras: Tomalá Ortega Lidia Verónica

Reyes Figueroa Kimberly Nayeli

Tutor: Ing. Malavé Carrera Carlos Alfredo, MSc.

ABSTRACT

This study analyzes the colloidal stability of crude oil samples through laboratory tests using toluene, pentane, and methanol to evaluate their effect on asphaltenes. The samples were characterized using API gravity and distillation to obtain the experimental distillate. Mixtures with varying concentrations of the solvents were then prepared and evaluated using the filter paper blot test to observe their morphology and flocculation.

The results show that toluene acts as a stabilizing solvent that maintains colloidal stability and promotes the dispersion of asphaltenes. In contrast, methanol has a destabilizing effect that increases aggregate formation as its concentration rises, and pentane causes slight destabilization without leading to significant precipitation under the conditions evaluated.

These additives directly modify the colloidal behavior of crude oil. However, the blot test proves to be a practical and useful method for conducting an effective qualitative assessment of asphaltene stability in petroleum systems.

KEYWORDS: *colloidal stability, spot test, asphaltenes, toluene, pentane, methanol.*

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

En la industria petrolera existen problemas operativos frecuentes y de gran impacto económico, como la deposición de los asfaltenos en tuberías, oleoductos y tanques de almacenamiento. Según (Kokal y Sayegh, 1995) “la formación y precipitación de asfaltenos puede presentarse durante las etapas de extracción, procesamiento y producción de crudo”. En este sentido, el interés por el presente proyecto surge de la necesidad de comprender el comportamiento de la inestabilidad coloidal de los asfaltenos de dichas fracciones pesadas. Cuando este equilibrio se altera, los asfaltenos tienden a precipitar y posteriormente a depositarse, ocasionando obstrucciones en los sistemas de producción y transporte, disminución de la eficiencia operativa y pérdidas económicas significativas. Por ello, resulta fundamental estudiar los factores que controlan su estabilidad, así como los métodos que permitan mitigar su formación y los problemas asociados a su presencia en el sistema.

La precipitación de los asfaltenos se produce cuando el equilibrio coloidal del crudo se ve afectado por los cambios en la composición del fluido, temperatura, y presión (Padilla Grey y Watt Ayola, 2015). Una vez iniciado este proceso, las partículas pueden flocular y formar agregados que favorecen la deposición, como consecuencia se presentan daños en la formación, procesos de corrosión, y reducción del diámetro de producción y generando paradas no programadas, mayores costos de mantenimiento y disminución de la productividad.

A pesar de la importancia de este fenómeno, la industria aún enfrenta limitaciones para predecir con precisión el comportamiento de los asfaltenos bajo condiciones reales

de operación. En muchos casos, el control de estos problemas se basa en acciones correctivas una vez que la deposición haya ocurrido, en lugar de implementar estrategias preventivas sustentadas en evidencia experimental (Padilla Grey y Watt Ayola, 2015).

Entre los solventes y antisolventes más utilizados para evaluar y controlar este comportamiento se encuentran el tolueno (solvente estabilizante), el n-heptano y el pentano (agente precipitante), los cuales permiten reproducir condiciones que favorecen la agregación y deposición de asfaltenos (Arriojas Tocuyo y Marín Velásquez, 2020) .

Investigaciones previas realizadas por (Ruiying Xiong et al., 2020) que evidenciaron que el uso de solventes como n-heptano y pentano en análisis químicos permitieron identificar el umbral de precipitación de asfaltenos, el cual depende de la naturaleza y las características del crudo, así como la presencia de aditivos inhibidores. En este contexto, es fundamental evaluar este fenómeno bajo condiciones controladas y analizar el comportamiento al añadir diferentes cantidades de aditivos, con el fin de establecer estrategias operativas adecuadas que contribuyan a la optimización de los procesos de producción y minimicen problemas asociados a la deposición de asfaltenos.

Diversos estudios, (Figueira et al., 2017) han demostrado que la técnica de espectroscopia de infrarrojo cercano (NIR) permite determinar el punto onset de precipitación; sin embargo, aún no se dispone de la información precisa sobre el tamaño de los agregados, un factor indispensable para evaluar la eficacia de los inhibidores. Por ejemplo, un aditivo puede no generar un desplazamiento significativo del onset de precipitación, pero sí disminuir considerablemente el tamaño de los agregados formados, mejorando la fluidez del crudo.

A pesar de los avances técnicos alcanzados, se percibe ciertos desafíos para predecir con certeza el comportamiento de los asfaltenos bajo diversas condiciones dinámicas reales de producción. Debido a que la inyección de mezclas de solventes o aditivos puede alterar el equilibrio coloidal del crudo, generando variaciones en la estabilidad de los asfaltenos. En pocas palabras, el comportamiento de estos compuestos depende tanto del tipo como de la concentración de los aditivos utilizados, así como las características propias del crudo (Barahona Alvear y Tixi Toapanta, 2020).

Este proyecto tiene como finalidad evaluar de manera sistemática el efecto de solventes como el tolueno aditivo estabilizante, metanol y pentano como agente precipitante, sobre la aglomeración de asfaltenos. Mediante ensayos de laboratorio que incluyen el análisis de estabilidad coloidal que pretende establecer criterios técnicos-operativos más precisos para el manejo de asfaltenos en crudos problemáticos. De esta manera se contribuye a la reducción de pérdidas operacionales y económicas asociadas a la industria petrolera.

1.2 ANTECEDENTES

El Campo Santa Bárbara y Pirital ubicado en el flanco Norte de la Cuenca de Venezuela (Rodríguez et al., 2017), presentó durante el año 2017 diversas intervenciones en pozos mediante el uso de equipos de coiled tubing. De acuerdo con la información proporcionada, los problemas de producción se deben principalmente al taponamiento de los poros de la roca y de la tubería de producción, la precipitación de asfaltenos se produjo por la caída de presión del yacimiento. Como consecuencia de este fenómeno se presentaron 15 pozos con problemas de producción, de los cuales 1 registró taponamiento

total y 11 presentaron taponamiento parcial, generando una reducción en la tasa de producción.

Para mitigar estos problemas, se aplicaron actividades de recuperación. Entre las cuales se encuentran: estimulación con metanol + N_2 utilizada en pozos de anillo condensado donde el nitrógeno se inyectó con el objetivo de disminuir la densidad de la columna de fluido, limpieza + N_2 para el mantenimiento de la configuración del pozo, la estimulación con xileno + N_2 fue aplicada específicamente en pozos afectados por precipitación de asfaltenos. Se compararon los resultados obtenidos y se evidenció que la producción final superó a la producción inicial, evidenciándose factores de efectividad de recuperación entre 10,1% y 183,5%. Dichos resultados mostraron que la estimulación a base de metanol (solvente precipitante) y xileno (solvente dispersante) favorecieron la remoción de depósitos asfálténicos, rompiendo enlaces y dispersando los agregados. De esta manera se restablece el flujo del crudo mejorando la productividad de los pozos (Rodríguez et al., 2017).

Con la reducción de presión, los asfaltenos iniciaron su precipitación en el campo Colorado (Ariza León et al., 2012), ubicado en la cuenca del Magdalena Medio, en la provincia estructural del Piedemonte Occidental, al sureste de Barrancabermeja en Yarima (Santander) Colombia. En este campo los problemas de precipitación de asfaltenos no existen en superficie, por el contrario, se presentan a las condiciones iniciales del yacimiento. La presión de inicio fue 810 psia con una temperatura 104 °F encontrándose los asfaltenos en un estado de equilibrio dentro del crudo, posteriormente ocurre una caída de presión a 440 psia (presión actual). El crudo llega a la presión de burbuja y empieza la liberación del gas, mostrando el punto donde inicia la formación de

asfaltenos. Lo que genera taponamiento del medio poroso, obstrucción de flujo y provocando daño a la formación.

Para remover los agregados se realizaron pruebas de laboratorio con base en lavados con solventes, el crudo tenía concentraciones de asfaltenos de 1000, 3000, 5000 ppm y se le añadió tolueno, para luego colocar la muestra en baño ultrasónico durante 2 horas. Finalmente se dejó la mezcla bajo agitación magnética durante 24 horas para que el absorbente extraiga la mayor cantidad de asfaltenos mediante filtración. La diferencia entre el absorbente antes de colocar en el petróleo y después de las pruebas, es la cantidad de petróleo que fue absorbido (Oliva González, 2018).

La precipitación de asfaltenos puede darse por diversos factores, entre ellos el levantamiento artificial por gas lift, el cual generó taponamiento en la tubería de producción en el campo Motatán ubicado en el occidente de Venezuela (Añez Boscán, 2026). Esta problemática ocasionó un aumento en la caída de presión y reducción en la tasa de producción. También se comprobó la acumulación de depósitos sólidos en las válvulas de gas lift, impidiendo el correcto funcionamiento de la herramienta dentro del pozo y afectando la recuperación del crudo. Como consecuencia se generan retrasos en las operaciones y gastos adicionales, para controlar la precipitación se fundamenta en tres métodos; predictivo, correctivo y preventivo.

El predictivo analiza los factores que originan el inicio de la precipitación, las condiciones del pozo (presión, temperatura y composición) y la resuelven mediante métodos termodinámicos y cinéticos basados en la solución de polímeros, estabilidad coloidal y fenómenos de agregación. Los correctivos utilizan la disolución química al momento de la precipitación y deposición de asfaltenos, añadiendo algún tipo de solvente

para diluir los agregados. Por último, el preventivo mantiene la presión por encima de la de inicio evitando la precipitación de asfaltenos (Añez Boscán, 2026).

El índice de inestabilidad Coloidal (CII) (Xiong et al., 2020), se constituye uno de los métodos más precisos para determinar la estabilidad de los asfaltenos. Dicho estudio valida metodológicamente el uso de aditivos como el n-heptano para simular la precipitación y cuantificar el punto de floculación. De tal manera que la eficiencia de inhibición va a depender de la naturaleza del crudo, entre más pesado mayor contenido de asfaltenos se encuentra en él. También se explica que la estabilidad de los asfaltenos está gobernada por delicados equilibrios de fracciones SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos) incluidos en el crudo. Analizando el comportamiento coloidal de los asfaltenos, se logra determinar que la adición de solventes como pentano o n-heptano desplazan este equilibrio hacia la desestabilización, por su parte el tolueno logra la disolución de los aglomerados. Finalmente se permitió analizar la interacción de los componentes coloidales y su impacto en el comportamiento en el sistema.

Estudios previos (Angulo Gómez y Arguello Lara, 2024), realizados en el pozo RAM-24H del Campo ISTER-A, el cual se encuentra ubicado en la Cuenca Oriente de Ecuador, se registró la problemática ocasionada por la deposición de asfaltenos en el sistema de producción, específicamente sobre la bomba electrosumergible (BES). Durante la operación del pozo se evidenció una disminución progresiva de la producción debido a la acumulación de depósitos orgánicos que restringían el flujo del crudo y afectaban el desempeño del sistema de levantamiento artificial. Este fenómeno estuvo relacionado con las variaciones de presión y las condiciones físico-químicas del petróleo durante la producción, las cuales favorecieron la pérdida de estabilidad coloidal de los asfaltenos, provocando su floculación y posterior deposición sobre los equipos de fondo.

Como consecuencia, se incrementaron las pérdidas de eficiencia operativa, los costos de mantenimiento y la necesidad de realizar intervenciones para restablecer la producción. Para solucionar este problema, se implementó un tratamiento químico compuesto por un agente reductor de viscosidad de nueva generación, precedido por un tratamiento multiactivo destinado a remover los depósitos orgánicos e inorgánicos presentes en el sistema. El reductor de viscosidad actuó disminuyendo la viscosidad del crudo y la tensión interfacial agua-aceite, favoreciendo la dispersión de los asfaltenos y evitando que continuaran precipitándose y depositándose sobre la bomba electrosumergible. Además, permitió que estas partículas permanecieran suspendidas y fueran transportadas junto con el flujo de petróleo hacia la superficie. Los resultados reportados evidenciaron una reducción de la viscosidad superior al 50 %, lo que contribuyó a mejorar el desempeño del pozo, reducir la formación de depósitos y recuperar las condiciones normales de producción (Angulo Gómez y Arguello Lara, 2024).

1.3 HIPÓTESIS

La adición de tolueno, pentano y metanol en muestras de crudo previamente destiladas modificará la estabilidad coloidal y el contenido de asfaltenos, debido a la interacción de cada solvente.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General

- Evaluar la estabilidad coloidal de muestras de crudo mediante ensayos de laboratorio utilizando aditivos y el potencial de precipitación de asfaltenos.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Caracterizar las propiedades fisicoquímicas básicas de las muestras de crudo, determinando la gravedad API, de acuerdo con la norma (ASTM D287-22, 2023).
- Aplicar ensayos de titulación utilizando metanol y pentano como solventes desestabilizantes para la observación del efecto sobre la estabilidad coloidal de las muestras de crudo, conforme a la norma (ASTM D7157-18, 2022).
- Realizar ensayos con tolueno como solvente estabilizante para la evaluación de su influencia sobre la estabilidad coloidal de las muestras de crudo, conforme a la norma (ASTM D7157-18, 2022).
- Evaluar la estabilidad coloidal del crudo mediante el método de la prueba de mancha sobre papel filtro, visualmente la formación de agregados, el grado de floculación y la tendencia a la precipitación de los asfaltenos.
- Analizar la relación entre la gravedad API, los solventes empleados y el comportamiento de los asfaltenos, con el propósito de la identificación de la influencia de estos factores sobre la estabilidad coloidal de las muestras de crudo.

1.5 ALCANCE

La presente investigación se enfoca en la evaluación de la estabilidad coloidal de muestras de crudo mediante ensayos de laboratorio, utilizando tolueno como aditivo estabilizante y metanol y pentano como aditivos desestabilizantes, en diferentes concentraciones. La evaluación se realizó a partir de la observación visual de la prueba de la mancha sobre papel filtro, analizando las características morfológicas de las manchas, el grado de dispersión de los asfaltenos y su tendencia a la floculación o precipitación. Es importante señalar que la investigación no contempla la determinación cuantitativa del contenido de asfaltenos, debido a que el laboratorio no dispone del equipamiento, de los reactivos ni de las técnicas analíticas especializadas, como el análisis SARA o los ensayos gravimétricos establecidos en normas internacionales, requeridos para este tipo de determinación. En consecuencia, los resultados obtenidos corresponden a una evaluación cualitativa de la estabilidad coloidal, basada en el comportamiento observado tras la adición de diferentes porcentajes de los solventes empleados, permitiendo identificar su influencia sobre la estabilidad del sistema coloidal y la tendencia de los asfaltenos a agregarse o permanecer dispersos.

Dentro del desarrollo experimental, se evaluará el efecto del tolueno como solvente aromático estabilizante sobre la estabilidad coloidal de los asfaltenos, analizando su capacidad para mantener estas partículas dispersas en el crudo y para disminuir su tendencia a la floculación y precipitación. De forma complementaria, se estudiará el comportamiento de las muestras frente a la adición de pentano y metanol, utilizados como solventes desestabilizantes, con el propósito de observar los cambios que generan en el equilibrio coloidal y su influencia sobre la formación de agregados asfálticos. La evaluación se realizará mediante la prueba de la mancha en papel filtro, permitiendo

comparar el comportamiento de las muestras bajo diferentes concentraciones de los aditivos y establecer criterios experimentales sobre la influencia de cada solvente en la estabilidad coloidal del sistema. A partir de las características observadas en las manchas, se podrán formular criterios semicualitativos para clasificar el grado de acumulación de sólidos de las muestras y analizar el efecto del metanol, pentano y tolueno en distintas concentraciones sobre el comportamiento de los asfaltenos.

Con base en los resultados obtenidos, se establecerán recomendaciones técnicas con el propósito de optimizar la estabilidad del crudo, así como la selección adecuada de aditivos y condiciones de proceso durante su extracción, transporte y refinación. Es importante acotar que, si bien el estudio se limita a pruebas de laboratorio mediante la prueba de la mancha y no experimenta con condiciones de yacimiento ni utiliza inhibidores comerciales, la investigación aporta una base empírica necesaria para futuros desarrollos tecnológicos y amplía el conocimiento actual sobre el manejo de crudos no convencionales o problemáticos en la industria petrolera.

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variables Dependientes:

Variable dependiente (VP):

- Estabilidad coloidal del crudo
- Eficiencia de inhibición
- Floculación de asfaltenos

1.6.2 Variables Independientes:

Variable independiente (VI):

- Concentración de aditivo

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 Petróleo

El petróleo es una mezcla compleja de origen fósil, formada por hidrocarburos insolubles en agua. Este fluido de color oscuro, cuya densidad y viscosidad son variables, se acumula en formaciones geológicas llamados yacimientos (Casas Blanco, 2010). Aunque está constituido principalmente por carbono e hidrógeno, también contiene pequeñas cantidades de azufre, nitrógeno, oxígeno y metales, como el níquel y el vanadio.

La gravedad API es un parámetro utilizado para establecer una comparación entre la densidad relativa del petróleo y la del agua, bajo condiciones similares de presión y temperatura. A partir de la gravedad API, es posible clasificar el petróleo crudo y sus derivados en hidrocarburos de diferentes características. Los crudos que presentan valores elevados de API son considerados livianos y se caracterizan por poseer menor densidad y viscosidad, lo que favorece su producción, transporte y refinación. Por consiguiente, los crudos con valores bajos de API son considerados pesados, ya que presentan mayor densidad y viscosidad, lo que incrementa la complejidad de su transporte, manejo y refinación (Rueda Beauregard et al., 2023).

El petróleo crudo puede clasificarse según su gravedad API en ligero, mediano, pesado y extrapesado. Esta clasificación influye directamente en su comportamiento durante las distintas fases de la industria petrolera. En este sentido, los crudos pesados representan uno de los mayores desafíos operativos debido a su alta viscosidad y contenido de fracciones pesadas (Berasategui Moreno & Malangón, 2018).

Tabla 1.*Clasificación de crudos, según su gravedad específica.*

CRUDO	API
Ligero	>31.1
Mediano	22.3-31.1
Pesado	10-22.3
Extrapesado	<10

Nota. Tabla de clasificación de petróleo por gravedad API

(<https://oilandgascourses.org/classification-of-crude-oil-based-on-api-gravity/>)

2.2 Composición del crudo

Los asfaltenos constituyen la fracción más pesada y compleja de los hidrocarburos. Se caracterizan por poseer un alto peso molecular y estar compuestos principalmente por carbono e hidrógeno, además de pequeñas cantidades de azufre, nitrógeno, oxígeno y metales, entre los que se encuentran el níquel y el vanadio. Los fluidos de hidrocarburos abarcan un amplio rango que va desde el gas natural hasta alquitrán, presentando variaciones significativas en propiedades como la densidad, viscosidad y características físicas.

Tradicionalmente, los asfaltenos fueron descritos como el producto de la destilación del bitumen: insolubles en alcohol y solubles en trementina (líquido volátil obtenido al destilar la resina de los árboles coníferos, principalmente pinos). Actualmente, se utiliza la definición más aceptada con base en su comportamiento frente a diversos solventes: los asfaltenos son insolubles en n-alcanos, como el n-heptano y el

n-pentano, y solubles en solventes aromáticos como el tolueno. Asimismo, no poseen un punto de fusión definido, cuando son sometidos a elevadas temperaturas, en lugar de fundirse, experimentan procesos de descomposición térmica que generan residuos carbonosos (Akbarzadeh et al., 2007).

2.3 Asfaltenos

2.3.1 Definición

Los asfaltenos constituyen la fracción más pesada y compleja de los hidrocarburos. Se caracterizan por poseer un alto peso molecular y estar compuestos principalmente por carbono e hidrógeno, además de pequeñas cantidades de azufre, nitrógeno, oxígeno y metales, entre los que se encuentran el níquel y el vanadio. Los fluidos de hidrocarburos abarcan un amplio rango que va desde el gas natural hasta alquitrán, presentando variaciones significativas en propiedades como la densidad, viscosidad y características físicas.

Tradicionalmente, los asfaltenos fueron descritos como el producto de la destilación del bitumen: insolubles en alcohol y solubles en trementina (líquido volátil obtenido al destilar la resina de los árboles coníferos, principalmente pinos). Actualmente, se utiliza la definición más aceptada con base en su comportamiento frente a diversos solventes: los asfaltenos son insolubles en n-alcanos, como el n-heptano y el n-pentano, y solubles en solventes aromáticos como el tolueno. Asimismo, no poseen un punto de fusión definido, cuando son sometidos a elevadas temperaturas, en lugar de fundirse, experimentan procesos de descomposición térmica que generan residuos carbonosos (Akbarzadeh et al., 2007).

2.3.2 Estructura de los asfaltenos

Los asfaltenos constituyen la fracción más compleja y menos definida del petróleo debido a su naturaleza estructural heterogénea, la cual depende del crudo origen. Esta variabilidad implica la ausencia de una única fórmula molecular representativa; en su lugar, consisten en un conjunto de macromoléculas con características comunes (Akbarzadeh et al., 2007).

Su estructura está formada por agregados compuestos de poliaromáticos condensados entrelazados por cadenas saturadas. Estas moléculas presentan una organización en láminas aromáticas superpuestas, estabilizadas por la interacción de los electrones π de los anillos aromáticos. Los asfaltenos se distinguen por su apariencia sólida, color negro y brillo intenso, además presentan una amplia distribución de masas moleculares, lo cual depende de su origen y composición (Wauquier, 2004).

En este sentido, el componente estructural más prevalente es el núcleo policíclico, el cual puede estar compuesto por alrededor de 4 a 20 anillos bencénicos. Estas partículas poseen un peso molecular de entre 10.000 y 100.000 g/mol y una densidad cercana a los $1,20 \text{ g} / \text{cm}^3$. Su estructura química está conformada por anillos aromáticos con heteroátomos de oxígeno y nitrógenos en cadena heterocíclicas. Dicha composición facilita que los asfaltenos coexistan en el petróleo crudo como micelas parcialmente disueltas, constituidas por partículas coloidales dispersas. Cada micela consta de un núcleo de asfalteno de alto peso molecular rodeado por resinas de menor masa molecular e hidrocarburos aromáticos que actúan como agentes dispersantes (Lira Guzmán y otros, 2012).

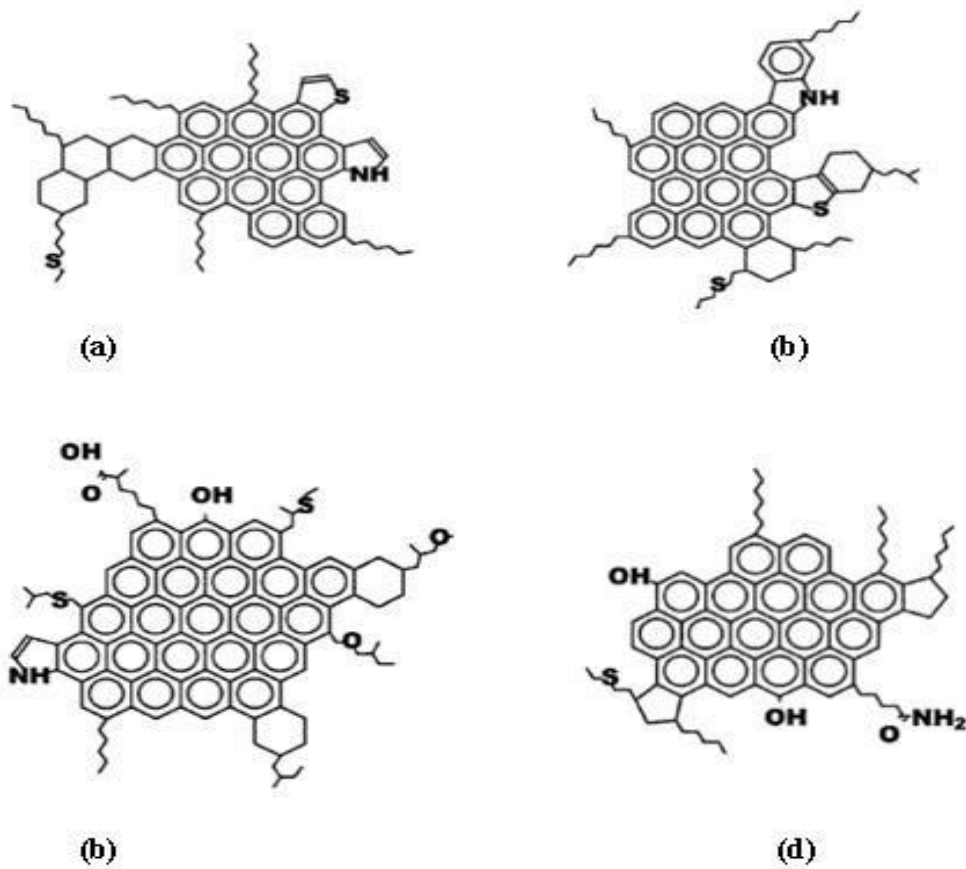
Los heteroátomos, tales como el nitrógeno y el azufre, junto con metales como el vanadio, introducen sitios de polaridad dentro de la estructura molecular. Estos

componentes representan un factor importante en el comportamiento químico de los asfaltenos, ya que favorecen interacciones intermoleculares más fuertes, lo que incrementa su capacidad de agregación y su potencial de precipitación bajo determinadas condiciones de presión, temperatura y composición del crudo. Por otro lado, la presencia de cadenas laterales alquílicas confiere cierto carácter alifático a la estructura, modulando su solubilidad en fases orgánicas y regulando el equilibrio entre solubilidad y agregación (Alayón, 2004).

Este balance estructural entre las fracciones heteroatómicas, alifáticas y aromáticas es fundamental para describir su comportamiento coloidal en los sistemas petroleros. El hecho que el peso molecular aumente de manera simultánea con el crecimiento de la aromaticidad y la cantidad de heteroátomos indica que las especies de mayor tamaño poseen una estructura más condensada y polar. Comprender este fenómeno es esencial para analizar procesos como la floculación y la precipitación de los asfaltenos los cuales tienen un gran impacto en la producción y el transporte de crudos pesados (Madrid, 2020).

Figura 1.

Estructura de los asfaltenos.



Nota: Representación estructural de los asfaltenos con presencia de heteroátomos, cadenas alifáticas y anillos aromáticos (Delgado, 2015).

2.3.3 Características de los asfaltenos

- Alto carácter aromático.
- Elevado peso molecular.
- Color marrón oscuro.
- Presencia de heteroátomos, como azufre, nitrógeno, oxígeno, y, en ciertas ocasiones, metales como vanadio y níquel.
- Estabilidad condicionada por sus rasgos estructurales.

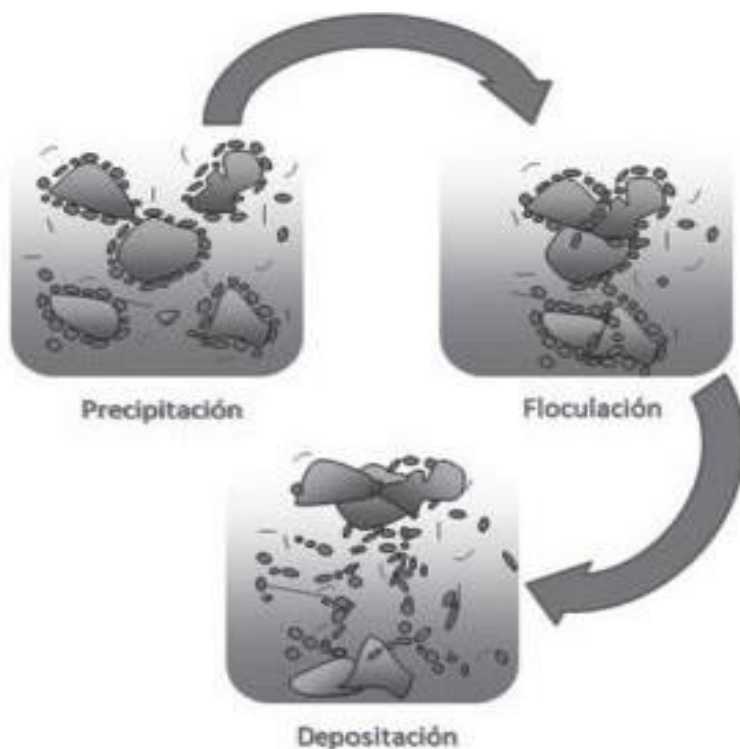
2.4 Comportamiento de los asfaltenos: precipitación, floculación y deposición de asfaltenos.

Los asfaltenos se encuentran estables y dispersos en el petróleo de un yacimiento gracias a la acción de las resinas y a las fuerzas intermoleculares que evitan que se agrupen (Peña, 2022).

Durante la producción, cambios de presión y temperatura, entre otros factores, alteran al equilibrio del sistema crudo-asfaltenos, lo que provocando su inestabilidad y da lugar a procesos de floculación y a la formación de compuestos insolubles (Peña, 2022).

Figura 2.

Representación de la precipitación, floculación y deposición de asfaltenos.



Nota; Representación gráfica (Rincón Chavez y otros, 2011)

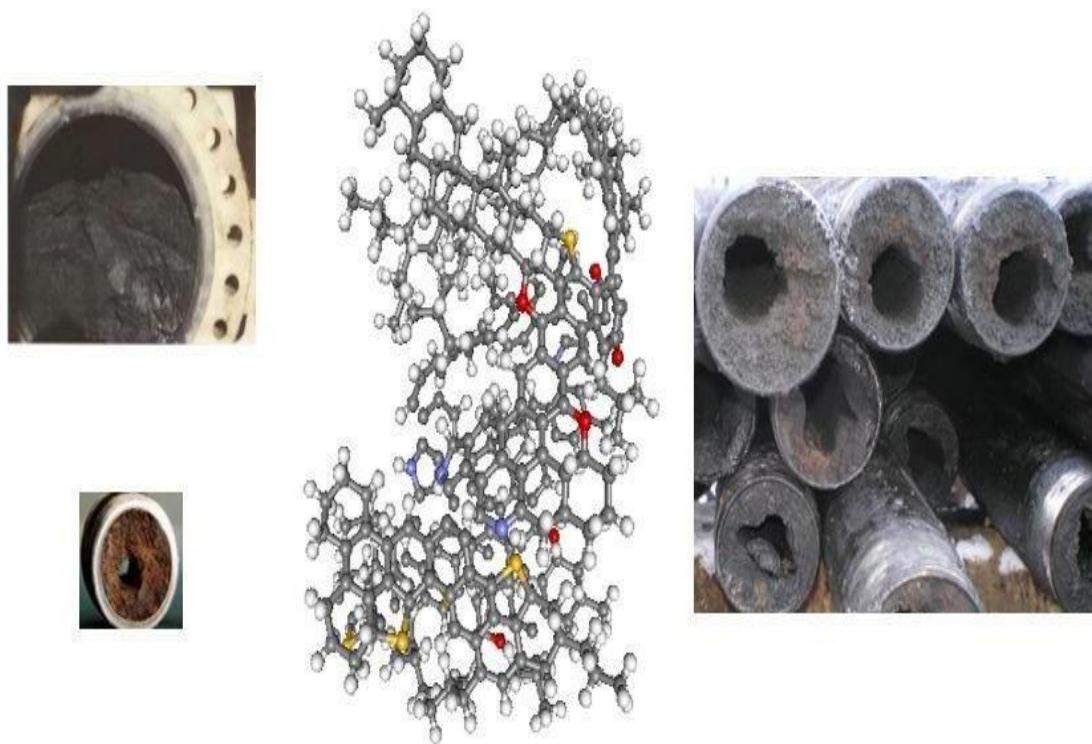
2.4.1 Precipitación de los asfaltenos

La precipitación de los asfaltenos constituye uno de los problemas operativos más habituales en la industria petrolera, afectando las etapas de exploración y producción (Upstream), transporte y almacenamiento (Midstream), así como en los procesos de refinación (Downstream). Este fenómeno toma lugar cuando se altera el equilibrio termodinámico de crudo debido a los cambios de presión, temperatura o composición, o por la interrelación con determinados fluidos o aditivos, causando que los asfaltenos pierdan estabilidad, floculen y finalmente precipiten.

Una vez precipitados, pueden adherirse a las paredes internas de tuberías, válvulas, equipos de superficie y líneas de transporte, aumenta el riesgo de taponamiento parcial o total, lo que ocasiona pérdidas de presión y una disminución en la eficiencia operativa del sistema (Ganfanhao y otros, 2008). La acumulación de estos depósitos puede generar sobrecargas operativas, fallas mecánicas, disminución de la producción, reducción de la rentabilidad, incremento en los costos de mantenimiento y paradas no programadas, dificultando el desarrollo normal de las operaciones e impactando negativamente en los beneficios económicos de los proyectos petroleros (Juárez López , 2009).

Figura 3.

Precipitación de asfaltenos como problema para la industria petrolera.



Nota; (<https://www.cayrosgroup.com/post/precipitaci%C3%B3n-de-asfaltenos-como-problema-para-la-industria-petrolera>)

2.4.2 Floculación de los asfaltenos

La floculación representa una etapa intermedia dentro del proceso de precipitación, donde empiezan a formarse agregados de diversos tamaños. Este mecanismo permite evaluar la tendencia de los asfaltenos a formar acumulaciones sólidas y comprender la magnitud de los problemas asociados a la deposición (Fakher y otros, 2019). A medida que aumenta la precipitación, las partículas interactúan entre sí y forman agregados de mayor tamaño. Estas acumulaciones poseen una alta densidad y tienden a depositarse o desplazarse a lo largo de las tuberías y equipos de producción (Fakher y otros, 2019).

2.4.3 Deposición de los asfaltenos

Según (Rincón Chavez y otros, 2011), la deposición de estos compuestos orgánicos suele causar una reducción significativa de la permeabilidad de la formación debido al taponamiento parcial o total del espacio poroso, además de alterar la mojabilidad de la roca. En consecuencia, se dificulta el flujo normal de los fluidos a través del yacimiento, afectando negativamente la capacidad de transporte, almacenamiento y refinación.

2.5 Estabilidad coloidal de los asfaltenos

La estabilidad de este sistema mantiene suspensión los agregados de asfaltenos. Sin embargo, cualquier alteración química, eléctrica o mecánica modificara el equilibrio del sistema coloidal, momento en el cual se presenta la precipitación (Alayón, 2004).

2.6 Factores que influyen en la precipitación de los asfaltenos

Entre los factores más relevantes se mencionan los siguientes:

2.6.1 La temperatura

Cuando solubilidad del crudo disminuye debido a cambios de temperatura, se altera el equilibrio que mantiene dispersos a los asfaltenos dentro del sistema ocasionando que las resinas pierdan su efecto estabilizador y comiencen a separarse de los asfaltenos hasta precipitarse (Alayón, 2004).

2.6.2 La presión

Al reducir la presión del sistema mientras la temperatura se mantiene constante, la densidad del crudo tiende a disminuir, lo que provoca la floculación y precipitación de

asfaltenos. Como resultado, las resinas pierden parte de su capacidad para mantenerse dispersas, ocasionando que las partículas se acerquen e interactúen (Chirita, 2011).

2.6.3 Cambios de composición del crudo

Los cambios en la composición ocurren al inyectar sustancias externas al crudo, lo que altera su equilibrio y provoca la precipitación de asfaltenos (Agüero et al., 2022).

2.6.4 Factores eléctricos

Investigaciones como la de (Alayón, 2004) señalan que la estabilidad de los asfaltenos está relacionada con la presencia de cargas eléctricas que los mantienen dispersas. Sin embargo, durante la circulación y transporte del fluido, pueden producirse variaciones en dichas cargas debido a la fricción. Cuando se altera el equilibrio eléctrico, disminuyen las fuerzas de repulsión entre las partículas de asfaltenos, generando su acercamiento y posterior agregación.

2.6.5 Factores mecánicos

Estos factores hacen que los asfaltenos se desestabilicen, por el movimiento y fuerza física ejercida sobre el crudo (Akbarzadeh et al., 2007).

2.6.6 Viscosidad

La viscosidad del petróleo es considerada como un factor clave para anticipar la precipitación. A mayor viscosidad, es menos probable que se agrupen y precipiten. No obstante, el riesgo de formación de depósitos es máximo cuando la viscosidad del crudo alcanza su punto más bajo, lo cual ocurre cerca de la presión burbuja (Padilla Grey & Watt Ayola, 2015).

2.6.7 Contenido de salmuera

Una mayor concentración de sales y componentes inorgánicos (sodio y calcio) en el crudo genera agregados de asfaltenos más grandes que precipitan con mayor facilidad

(Demir y otros, 2016). Asimismo, la interacción de los asfaltenos como arcillas y arenas de alta polaridad provoca procesos de cementación y obstrucciones, reduciendo la permeabilidad y porosidad del yacimiento (Demir y otros, 2016).

2.7 Problemas asociados a la precipitación de asfaltenos

La precipitación de asfaltenos genera consecuencias operativas y gastos económico-significativos. Estos depósitos pueden formarse en distintas etapas del sistema de producción, desde el yacimiento hasta las tuberías, válvulas y equipos de superficie (Delgado, 2015).

2.7.1 Problemas en el reservorio

Durante la vida productiva del yacimiento, la composición de los fluidos experimenta cambios debido a la extracción progresiva y la pérdida de componentes livianos, lo que ocasiona una disminución de la relación de gas-aceite (GOR). Al reducirse la cantidad de gas disuelto, se afecta la capacidad de solvencia del crudo, alterando el equilibrio coloidal (Kokal & Sayegh, 1995). Conforme avanza la explotación, la presión decrece gradualmente, modificando las condiciones de estabilidad de los componentes pesados (González, 2014).

2.7.2 Alteración de la mojabilidad de la roca

La mojabilidad es la capacidad que tiene un fluido para adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otro fluido. En muchos yacimientos, la roca se encuentra originalmente mojada por agua, sin embargo, esta condición puede modificarse con el tiempo debido a la absorción de compuestos polares o por la deposición de asfaltenos sobre la superficie de la roca. Estos procesos generan cambios en la hidrofobicidad y energía superficial, ocasionando alteraciones en la mojabilidad de la roca y afectando la movilidad de los fluidos (Agüero et al., 2022).

Los asfaltenos, presentes principalmente en crudos pesados y extrapesados que pueden influir significativamente en el comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento. Su deposición sobre la superficie de la roca puede favorecer el cambio de una condición mojada por agua a una condición con mayor afinidad por el petróleo. Esta modificación afecta la distribución de los fluidos en los poros de la roca, la eficiencia del desplazamiento agua-aceite y los mecanismos de recuperación de hidrocarburos (Díaz & Canchano, 2013).

2.7.3 Obstrucción en la cara de formación

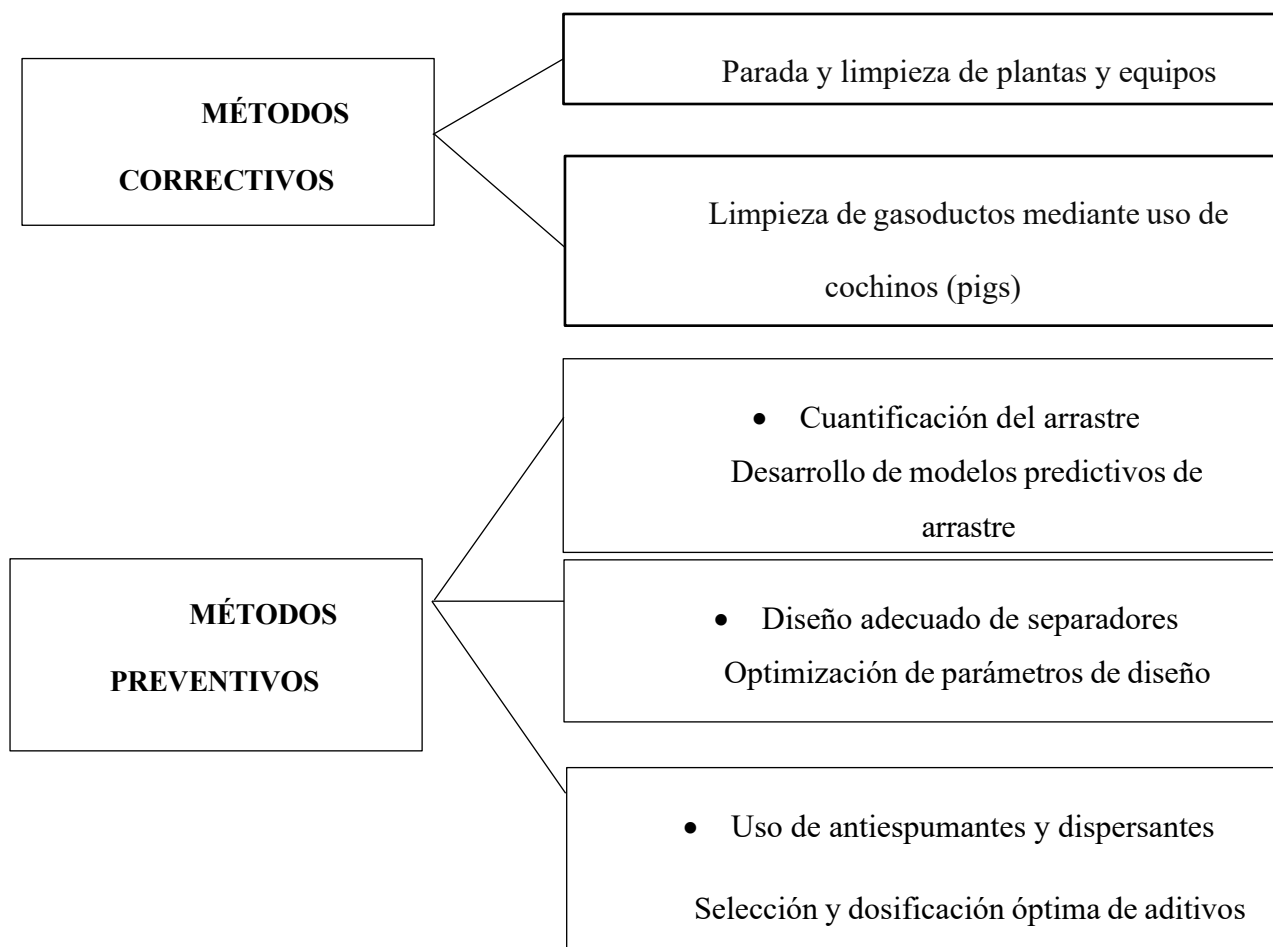
La obstrucción en la cara de formación ocurre cuando los flóculos de asfaltenos se adhieren a la superficie de la roca y se depositan en las zonas cercanas al pozo. Debido a que el área disponible para el flujo se reduce, el taponamiento se presenta cuando los flóculos se adhieren a la roca y quedan depositados. Para mitigar este problema, se pueden aplicar tratamientos de fracturación hidráulica o estimulación química con el fin de remover o disminuir los depósitos formados (Padilla Grey & Watt Ayola, 2015).

2.7.4 Obstrucción en la línea de flujo y otros equipos en la superficie

La presencia de asfaltenos en equipos e instalaciones vinculados al manejo, compresión y transporte de gas, así como en las estaciones de flujo, se debe principalmente al arrastre de líquidos por las corrientes de gas dentro de los separadores. Ante un taponamiento masivo, se recomienda realizar paradas parciales o totales de la planta. Esto permite ejecutar la limpieza de los componentes afectados mediante métodos mecánicos y el uso de solventes (Lira Guzmán et al., 2012).

Figura 4.

Métodos de prevención y control de precipitación a nivel de las instalaciones de superficie.



Notas; Métodos de prevención: Correctivos y preventivos. (Lira Guzmán et al., 2012).

2.8 Estrategias para mitigar la precipitación de asfaltenos

La deposición de asfaltenos representa un problema complejo y costoso de remediar; por ello, resulta más eficiente prevenirla que corregir sus efectos. Dado su impacto crítico en la productividad del pozo. Se han desarrollado diversas estrategias para mitigar este fenómeno y mantener el crudo fuera de las condiciones que causan la precipitación (Padilla Grey y Watt Ayola, 2015).

Entre las principales alternativas se encuentran las modificaciones en las condiciones de producción mediante los siguientes tratamientos:

- Eléctricos
- Térmicos
- Mecánicos

2.8.1 Aditivos desestabilizantes y estabilizantes

Según (Padilla Grey & Watt Ayola, 2015) señalan que existen dos estrategias principales para el control de asfaltenos, las cuales han sido estudiadas a escala de laboratorio:

- Químicas: Combaten el problema mediante el uso de solventes, inhibidores y dispersantes, ya sea de forma combinada o individual.
- Físico-eléctrico: Utiliza campos magnéticos, electrostáticos y electrodinámicos, apoyados por tecnologías de ultrasonidos y microondas.

Ambas alternativas son viables para operaciones petroleras, su aplicación actual sigue bajo investigación y está limitada, en gran medida, a una escala experimental. No obstante, para efectos de este proyecto, se considera el uso de solventes:

Aditivos desestabilizantes (metanol y pentano): Estos compuestos alteran el equilibrio del sistema al reducir la capacidad del crudo para mantener disueltos los compuestos pesados, como resinas y asfaltenos. El metanol, al ser un alcohol de naturaleza polar, favoreciendo la separación de fases (Rodríguez et al., 2017). Por su parte, el pentano es un solvente alifático no polar que disminuye el poder de solvencia

del medio, provocando su floculación y posterior precipitación de las partículas (Arregui, 2022).

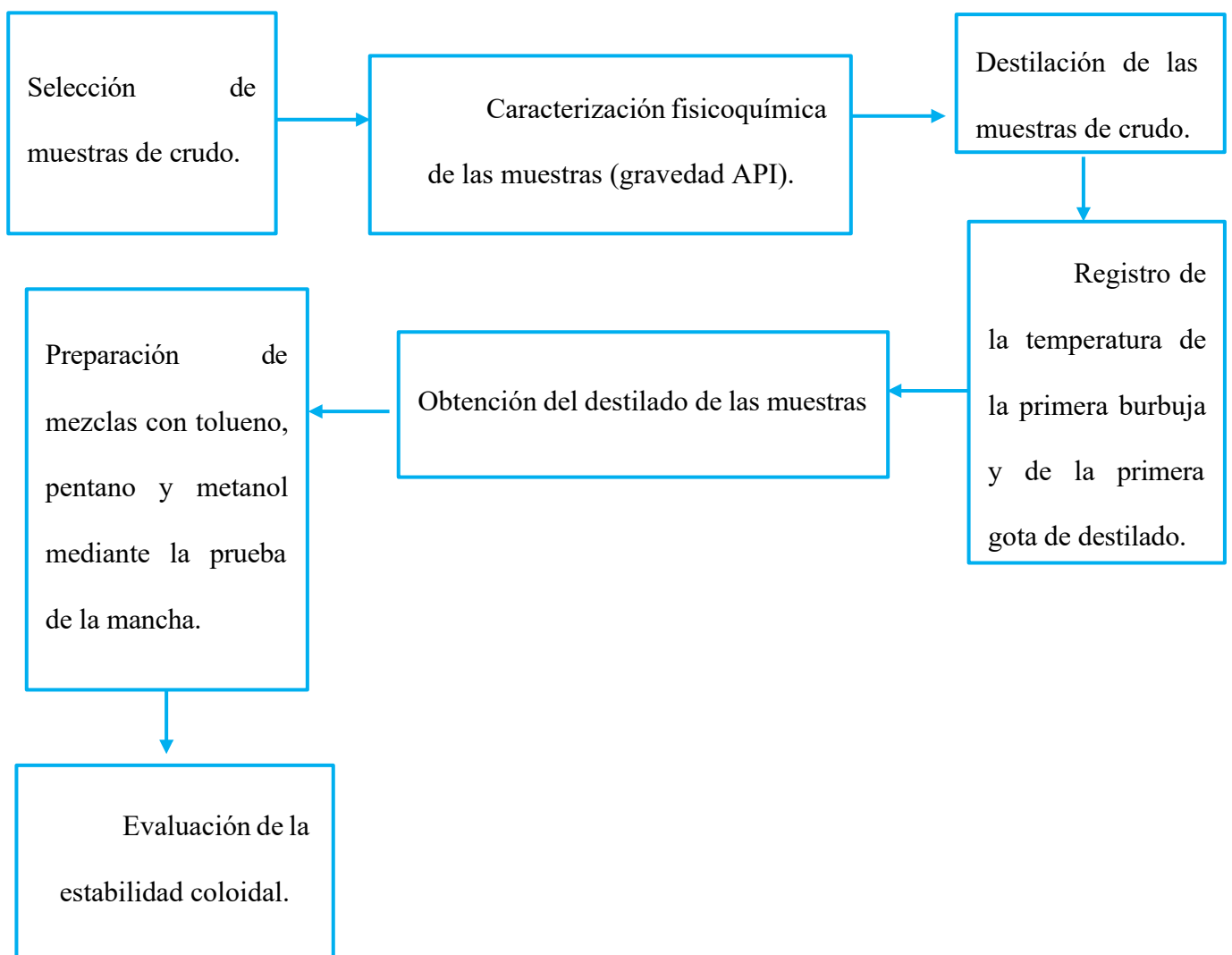
Aditivo Estabilizante (tolueno): Es un hidrocarburo aromático que neutraliza el efecto desestabilizador de otros compuestos. Gracias a su elevada capacidad de solvencia, favorece la dispersión de estas partículas dentro del crudo y reduce su tendencia a agregarse. De este modo, mantiene los asfaltenos en suspensión y evita la formación de flóculos y depósitos sólidos (Arregui, 2022).

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1 Método de investigación

Figura 5.

Secuencia metodológica de la investigación.



Nota: Elaborado por autoras.

3.2 Tipo de investigación

El enfoque de esta investigación se desarrolló bajo un enfoque experimental, con el propósito de evaluar el comportamiento de los asfaltenos mediante la incorporación controlada de diferentes aditivos, a fin de determinar las condiciones de estabilidad coloidal y la tendencia de los asfaltenos a flocular y precipitar.

Para ello, las muestras fueron sometidas a un proceso de caracterización y destilación, con el objetivo de analizar el comportamiento de sus fracciones pesadas frente a la adición de diferentes solventes.

Posteriormente, se utilizaron aditivos químicos con propiedades estabilizantes (tolueno) y desestabilizantes (metanol y pentano). Por lo cual, se emplearon muestras de crudo, las cuales serán sometidas a ensayos de laboratorio bajo condiciones controladas. Con respecto a la evaluación de la estabilidad coloidal, se adicionarán metanol y pentano como agentes desestabilizantes, mientras que el tolueno será utilizado como solvente aromático estabilizante.

3.3 Determinación de la gravedad API

Este método se fundamenta en que la densidad de un líquido varía directamente con la profundidad sumergida de un cuerpo que entra flotando en el líquido; el cuerpo sumergido para este método será un hidrómetro API. La densidad API se lee observando el hidrómetro que se encuentra flotando libremente y corresponde a la lectura de graduación más cercana a la intersección aparente de la superficie del plano horizontal del líquido con la escala vertical del hidrómetro, una vez alcanzado el equilibrio térmico (INEN, 2013).

3.4 Corrección de la gravedad API

Debido a que la gravedad API es una propiedad que varía con la temperatura, los valores obtenidos experimentalmente deberán ser corregidos a las condiciones de referencia establecidas por la industria petrolera (60°F o 15,6°C). Inicialmente, se registra la temperatura de la muestra durante la medición del hidrómetro (24°C), la cual se convierte a grados Fahrenheit. Posteriormente, se aplica el procedimiento de corrección mediante las tablas de conversión del (ASTM-IP, 1916), realizando la interpolación correspondiente para obtener el factor de corrección aplicable a la temperatura registrada. Finalmente, dicho valor se utiliza para calcular la gravedad API corregida a las condiciones estándar, permitiendo obtener valores comparables y acordes con las prácticas recomendadas por la industria petrolera.

3.5 Prueba de la mancha

La prueba de la mancha (Spot Test) es un método ampliamente usado en la industria petrolera para evaluar la estabilidad de los asfaltenos presentes en el crudo. El ensayo consiste en colocar unas gotas de la muestra sobre papel filtro, observar su forma y distribución de la mancha generada tras su dispersión (Padron García & Lizcano Niño, 2014).

La apariencia de la mancha permite determinar el grado de estabilidad de los asfaltenos. Cuando la coloración se distribuye de manera uniforme en toda la superficie de la mancha, indica que se encuentran estables (Guzman, 2017). Por el contrario, cuando existe una tendencia a la floculación, se distingue la formación de anillos o zonas de concentración. Según la interpretación de los resultados, las manchas clasificadas como tipo 3 o superiores indican una condición de inestabilidad (D4740-20, 2024).

Tabla 2.

Clasificación del tipo de mancha según la norma ASTM D-4740.

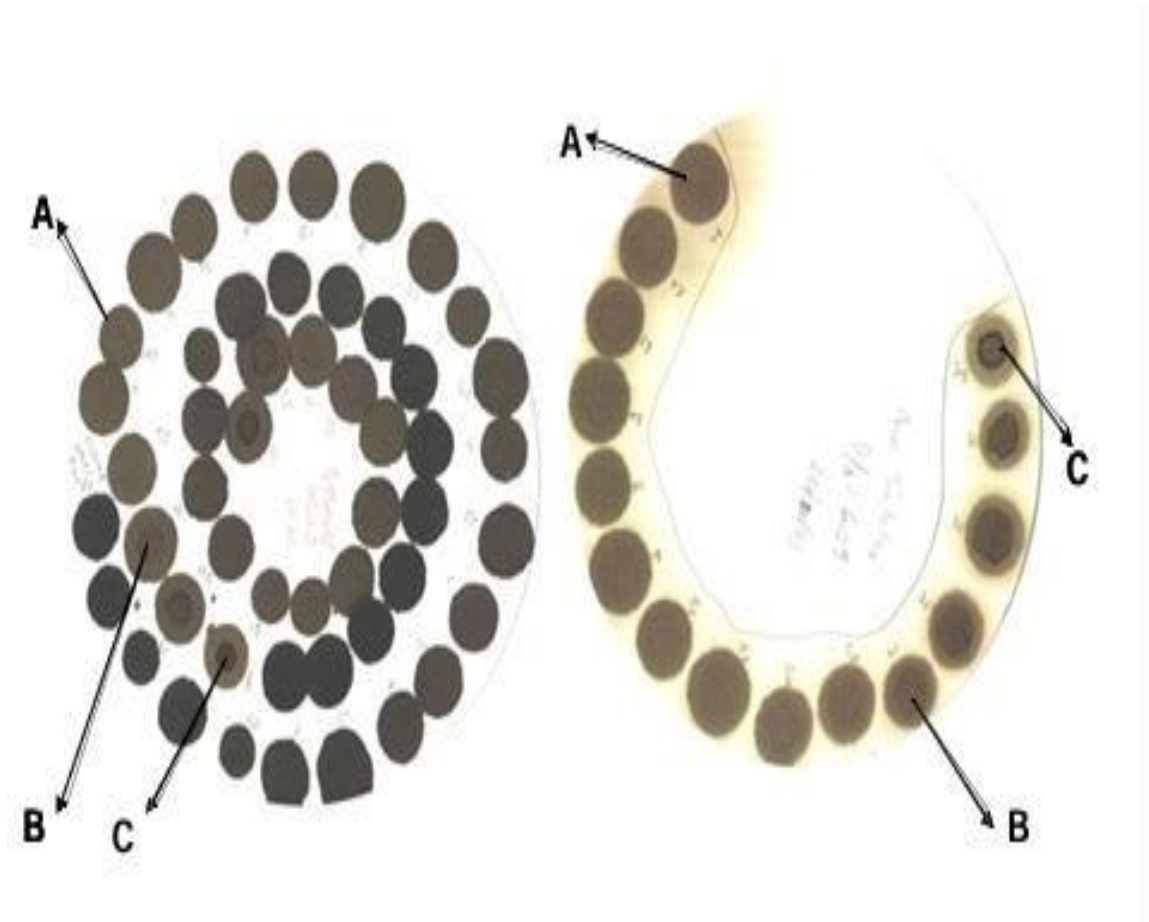
Tipo	Característica de la mancha.
1	Mancha homogénea (sin presencia del anillo inferior).
2	Anillo interior definido de manera muy tenue.
3	Anillo interior bien definido, tenue y sólo ligeramente más oscuro que el fondo o resto de la mancha.
4	Anillo interior bien definido, un poco más denso que la mancha de referencia tipo 3 y algo más oscuro que el fondo o resto de la mancha.
5	Área sólida o casi sólida, muy oscura en el centro. El área central es mucho más oscura que el fondo o resto de la mancha.

Nota: Evaluación de la estabilidad de asfaltenos de aceites crudos durante su almacenamiento. Instituto Técnico Nacional de México. Tesis doctoral (Guzman, 2017)

Este método se utiliza por su rapidez al identificar la compatibilidad de la mezcla de hidrocarburos, así como los riesgos de incompatibilidad, que presentan diferencias en su naturaleza química y pueden conducir a la precipitación y separación de los asfaltenos (D4740-20, 2024).

Figura 6.

Método de la mancha.



Nota: Método de la mancha para determinación de punto de floculación de asfaltenos,
(A) dispersos, (B) asfaltenos comenzando a flocular y (C) asfaltenos floculados.
(Alayón, 2004)

3.6 Materiales y equipos usados

1. Muestras de crudo: Campos Tigresa y Pandora.



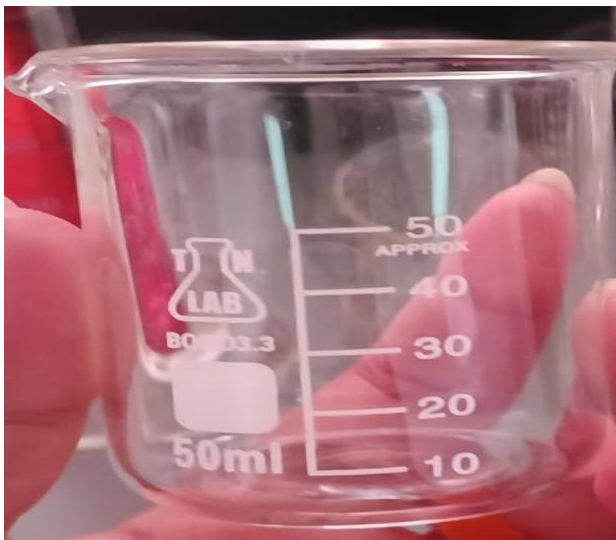
Nota: Fotografía tomada en laboratorio UPSE.

2. Balón de destilación



Nota: Fotografía tomada en laboratorio UPSE.

3. Vaso de precipitación



Nota: Fotografía tomada en laboratorio UPSE.

4. Probeta 100 ml, 500 ml



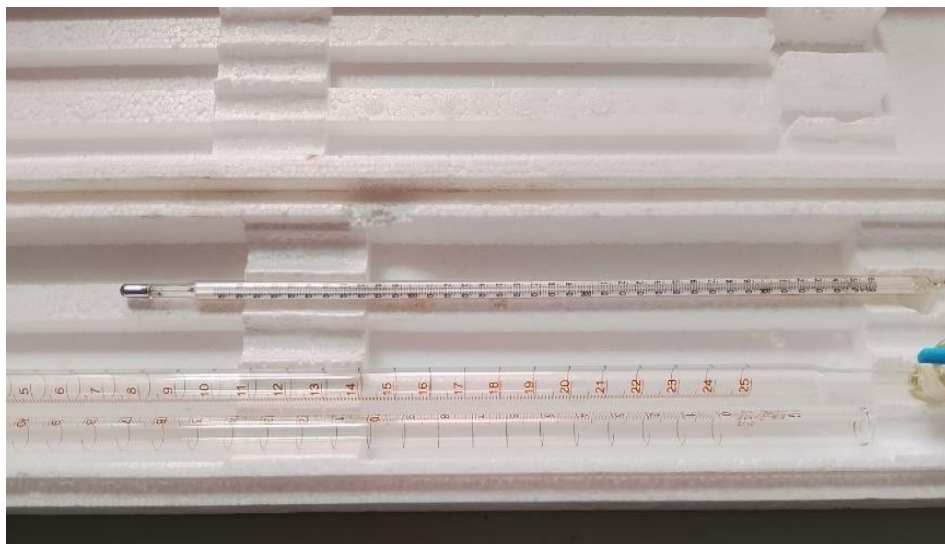
Nota: Fotografía tomada en laboratorio UPSE.

5. Balanza electrónica



Nota: Fotografía tomada en laboratorio UPSE.

6. Termómetro de Mercurio de 0 a 300 °C.



Nota: Fotografía tomada en laboratorio UPSE.

7. Hidrómetro.



Nota: Fotografía tomada en laboratorio UPSE.

8. Cámara de Destilación



Nota: Fotografía tomada en laboratorio UPSE.

9. Adición de aditivos (pentano, metanol y tolueno) en diferentes proporciones.



Nota: Fotografía tomada en laboratorio UPSE.

10. Horno de secado



Nota: Fotografía tomada en laboratorio UPSE.

11. Papel filtro



Nota: Fotografía tomada en laboratorio UPSE.

12. Gotero



Nota: Fotografía tomada en laboratorio UPSE.

3.7 Procedimiento experimental

- Se toma un volumen de 500 ml de la muestra de petróleo.
- Se determina la gravedad API a una temperatura ambiente 24°C y posteriormente se corrige siguiendo la norma (ASTM-IP, 1916).
- Se mide un volumen 100 ml de la muestra de petróleo para su evaluación.
- Se transfieren los 100 ml en un balón de destilación.
- Se pesa el balón de precipitación con la muestra de 100 ml de crudo.
- Se inserta el termómetro en el balón, el cual posteriormente se coloca en la cámara de destilación.
- Se mantiene el calentamiento constante hasta alcanzar una temperatura máxima de 260 °C; posteriormente, se detiene la destilación.
- Se mezcla el destilado obteniendo diferentes concentraciones de aditivos (tolueno, metanol y pentano).
- Se depositan gotas de la mezcla sobre el papel filtro, el cual posteriormente se lleva al horno de secado por 30 minutos.
- Finalmente se retira el papel filtro del horno y las manchas obtenidas se evalúan y clasifican de acuerdo con la norma (D4740-20, 2024).

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 Introducción a los resultados experimentales

Los resultados presentados en este capítulo corresponden a los ensayos realizados en laboratorio para evaluar la estabilidad coloidal de las muestras de crudo. En primer lugar, se determinó de la gravedad API de cada muestra y, posteriormente, se llevó a cabo el proceso de destilación. Con el destilado se prepararon mezclas utilizando diferentes concentraciones de tolueno, pentano y metanol, con el fin de observar la respuesta del sistema coloidal.

Una vez preparadas las mezclas, se aplican unas gotas sobre papel filtro para luego someterlas a un tratamiento térmico en horno de secado. Finalmente, las manchas obtenidas se examinaron visualmente, considerando su morfología, la distribución del material y la presencia de inicios de floculación o agregación de asfaltenos.

4.2 Recolección y preparación de las muestras de crudo

Para el desarrollo de los ensayos se utilizaron dos muestras de petróleo crudo, identificadas como **Campo Tigresa** y **Campo Pandora**. Antes de iniciar los análisis de laboratorio, ambas muestras fueron almacenadas en recipientes adecuados para evitar la pérdida de componentes volátiles y mantener sus propiedades fisicoquímicas.

Las muestras de crudo fueron homogeneizadas mediante agitación para asegurar una distribución uniforme de sus componentes. Inicialmente, se colocaron 500 ml de la muestra de crudo en una probeta graduada para determinar la gravedad API a una

temperatura de 24 °C, utilizando un hidrómetro. Registrada la lectura, se transfirieron 100 ml de la muestra a un balón de destilación.

Antes de introducir el crudo, se pesó el balón vacío en una balanza electrónica para obtener su masa inicial. Posteriormente, se volvió a pesar con la muestra para determinar la masa total antes del proceso de destilación.

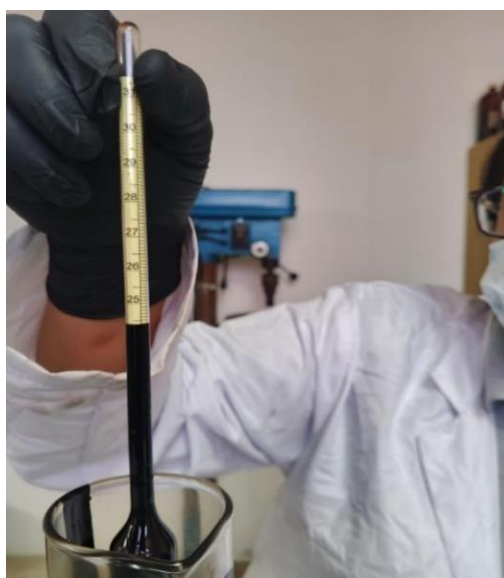
Figura 7.

Introducción del hidrómetro en la probeta.



Figura 8.

Punto de lectura de la gravedad API a temperatura de 24 °C.



Nota: Determinación de la gravedad API a Temperatura de 24 °C.

4.3 Determinación de la gravedad API

Para determinar la gravedad API, se colocó la muestra de crudo en una probeta graduada y se introdujo cuidadosamente el hidrómetro, permitiendo que flotara

libremente sin entrar en contacto con las paredes del recipiente hasta su posición de equilibrio. La medición se realizó a una temperatura de 24 °C.

Posteriormente, se registró la lectura correspondiente al punto donde la superficie del líquido interceptó la escala graduada, obteniéndose una gravedad API de 24.4 °API para la muestra del Campo Tigresa y 19.8 °API para la muestra del Campo Pandora.

4.3.1 Corrección de la gravedad API a condiciones estándar (60 °F).

La gravedad API se determinó a una temperatura de 24 °C debido a que esta propiedad varía en función de la temperatura de la muestra, los valores obtenidos se corrigen a las condiciones estándar de 60 °F (15,6 °C), utilizando las tablas de corrección establecidas en la norma (ASTM-IP, 1916).

Temperatura registrada durante la medición de la gravedad API: 24 °C

Gravedad API medida:

- Muestra del Campo Tigresa: 24,4 °API
- Muestra del campo Pandora: 19,8 °API

Conversión de °C a °F

La conversión de la temperatura se realizó mediante la ecuación;

$$^{\circ}F = (^{\circ}C * 1,8) + 32$$

Sustituyendo la temperatura registrada:

$$^{\circ}F = (24 * 1,8) + 32$$

$$^{\circ}F = 75^{\circ}F$$

Una vez obtenida la temperatura equivalente en grados Fahrenheit, se consultaron las tablas de corrección de la gravedad API. Debido a que los valores experimentales de 19,8 °API y 24,4 °API no coincidían con los valores tabulados, fue necesario aplicar una **interpolación lineal** para determinar la gravedad API corregida a las condiciones estándar de 60 °F (15,6 °C).

Figura 9.

Tabla de medición de petróleo ASTM-IP

Table 5											
10-19° API		API Gravity Reduction to 60° F.								ASTM—IP	
50-100° F.											
Observed Temperature, °F.	API Gravity at Observed Temperature										
	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
	Corresponding API Gravity at 60° F.										
50	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.6	18.6	19.6	
51	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	18.5	19.5	
52	10.4	11.4	12.4	13.4	14.4	15.4	16.4	17.4	18.5	19.5	
53	10.4	11.4	12.4	13.4	14.4	15.4	16.4	17.4	18.4	19.4	
54	10.3	11.3	12.3	13.3	14.3	15.3	16.3	17.3	18.3	19.3	
55	10.2	11.3	12.3	13.3	14.3	15.3	16.3	17.3	18.3	19.3	
56	10.2	11.2	12.2	13.2	14.2	15.2	16.2	17.2	18.2	19.2	
57	10.1	11.2	12.2	13.2	14.2	15.2	16.2	17.2	18.2	19.2	
58	10.1	11.1	12.1	13.1	14.1	15.1	16.1	17.1	18.1	19.1	
59	10.0	11.1	12.1	13.1	14.1	15.1	16.1	17.1	18.1	19.1	
60	10.0	11.0	12.0	13.0	14.0	15.0	16.0	17.0	18.0	19.0	
61	10.0	10.9	11.9	12.9	13.9	14.9	16.0	16.9	17.9	18.9	
62	9.9	10.8	11.9	12.9	13.9	14.9	15.9	16.9	17.9	18.9	
63	9.9	10.8	11.8	12.8	13.8	14.8	15.8	16.8	17.8	18.8	
64	9.8	10.8	11.8	12.8	13.8	14.8	15.8	16.8	17.8	18.8	
65	9.8	10.7	11.7	12.7	13.7	14.7	15.7	16.7	17.7	18.7	
66	9.7	10.7	11.7	12.7	13.7	14.7	15.7	16.7	17.7	18.7	
67	9.7	10.6	11.6	12.6	13.6	14.6	15.6	16.6	17.6	18.6	
68	9.6	10.6	11.6	12.6	13.6	14.6	15.6	16.6	17.6	18.5	
69	9.6	10.6	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	18.5	
70	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.4	18.4	
71	9.5	10.4	11.4	12.4	13.4	14.4	15.4	16.4	17.4	18.4	
72	9.4	10.4	11.4	12.4	13.4	14.4	15.4	16.3	17.3	18.3	
73	9.4	10.3	11.3	12.3	13.3	14.3	15.3	16.3	17.3	18.3	
74	9.3	10.3	11.3	12.3	13.3	14.3	15.2	16.2	17.2	18.2	
75	9.3	10.2	11.2	12.2	13.2	14.2	15.2	16.2	17.2	18.2	
76	9.2	10.2	11.2	12.2	13.2	14.2	15.2	16.2	17.2	18.2	
77	9.2	10.2	11.1	12.1	13.1	14.1	15.1	16.1	17.1	18.0	
78	9.1	10.1	11.1	12.1	13.1	14.1	15.1	16.1	17.1	18.0	

Nota. Adaptado de (ASTM-IP, 1916)

Figura 10.

Tabla de medición de petróleo ASTM-IP

ASTM—IP		API Gravity Reduction to 60° F.						
Observed Temperature, °F.	API Gravity at Observed Temperature							
	20	21	22	23	24	25	26	
	Corresponding API Gravity at 60° F.							
50	20.6	21.6	22.6	23.6	24.6	25.6	26.6	2
51	20.5	21.5	22.5	23.5	24.6	25.6	26.6	2
52	20.5	21.5	22.5	23.5	24.5	25.5	26.5	2
53	20.4	21.4	22.4	23.4	24.4	25.4	26.4	2
54	20.3	21.4	22.4	23.4	24.4	25.4	26.4	2
55	20.3	21.3	22.3	23.3	24.3	25.3	26.3	2
56	20.2	21.2	22.2	23.2	24.2	25.2	26.3	2
57	20.2	21.2	22.2	23.2	24.2	25.2	26.2	2
58	20.1	21.1	22.1	23.1	24.1	25.1	26.1	2
59	20.1	21.1	22.1	23.1	24.1	25.1	26.1	2
60	20.0	21.0	22.0	23.0	24.0	25.0	26.0	2
61	20.0	21.0	21.9	22.9	23.9	24.9	25.9	2
62	19.9	20.9	21.9	22.9	23.9	24.9	25.9	2
63	19.8	20.8	21.8	22.8	23.8	24.8	25.8	2
64	19.8	20.8	21.8	22.8	23.8	24.8	25.8	2
65	19.7	20.7	21.7	22.7	23.7	24.7	25.7	2
66	19.7	20.7	21.6	22.6	23.6	24.6	25.6	2
67	19.6	20.6	21.6	22.6	23.6	24.6	25.6	2
68	19.5	20.5	21.5	22.5	23.5	24.5	25.5	2
69	19.5	20.5	21.5	22.5	23.5	24.4	25.4	2
70	19.4	20.4	21.4	22.4	23.4	24.4	25.4	2
71	19.4	20.4	21.4	22.3	23.3	24.3	25.3	2
72	19.3	20.3	21.3	22.3	23.3	24.3	25.3	2
73	19.3	20.2	21.2	22.2	23.2	24.2	25.2	2
74	19.2	20.2	21.2	22.2	23.2	24.1	25.1	2
75	19.1	20.1	21.1	22.1	23.1	24.1	25.1	2
76	19.1	20.1	21.1	22.0	23.0	24.0	25.0	2
77	19.0	20.0	21.0	22.0	23.0	24.0	24.9	2
78	19.0	20.0	20.9	21.9	22.9	23.9	24.9	2

Nota. Adaptado de (ASTM-IP, 1916)

Para la muestra del Campo Tigresa (24,4 °API), se utilizaron los siguientes valores:

- A 75 °F y 24 °API, la gravedad API corregida a 60 °F es 23,1 °API
- A 75 °F y 25 °API, la gravedad API corregida a 60 °F es 24,1 °API

Los datos de la tabla son:

$$x_1 = 24$$

$$x_2 = 25$$

$$y_1 = 23,1$$

$$y_2 = 24,1$$

$$x = 24,4$$

La fórmula general de la interpolación lineal es:

$$y = y_1 + \frac{(x - x_1)(y_2 - y_1)}{x_2 - x_1}$$

Sustituyendo:

$$API_{corr} = 23,1 + \frac{(24,4 - 24)(24,1 - 23,1)}{25 - 24}$$

$$API_{corr} = 23,1 + \frac{(0,4)(1,0)}{1}$$

$$API_{corr} = 23,50 \text{ °API}$$

Para la muestra del Campo Pandora (19,8 °API), se utilizaron los siguientes valores referencia de la tabla:

- A 75 °F y 19 °API, la gravedad API corregida a 60 °F es 18,2 °API.
- A 75 °F y 20 °API, la gravedad API corregida a 60 °F es 19,1 °API.

Los datos de la tabla son:

$$x_1 = 19$$

$$x_2 = 20$$

$$y_1 = 18,2$$

$$y_2 = 19,1$$

$$x = 19,8$$

La fórmula general de la interpolación lineal es:

$$y = y_1 + \frac{(x - x_1)(y_2 - y_1)}{x_2 - x_1}$$

Sustituyendo:

$$API_{corr} = 18,2 + \frac{(19,8 - 19)(19,1 - 18,2)}{20 - 19}$$

$$API_{corr} = 18,2 + \frac{(0,8)(0,9)}{1}$$

$$API_{corr} = 18,92^{\circ}API$$

Tabla 3.

Grados API de muestras de crudo corregidos.

Muestras	API
Campo Tigresa	23,50°
Campo Pandora	18,92°

Notas: Elaborado por autoras.

4.4 Destilación de las muestras de crudo

El balón de destilación que contenía la muestra de crudo se colocó en la cámara de destilación para iniciar el proceso de calentamiento. La potencia de la placa calefactora se reguló en el control POWER, ajustado al 90 % del voltaje máximo de salida del equipo.

Durante la destilación, se colocó un vaso de precipitación en la salida del condensador para recolectar el destilado obtenido. Se registró la temperatura correspondiente a la aparición de la primera burbuja y la temperatura a la que se obtuvo la primera gota de destilado.

Se mantuvo el calentamiento de forma continua hasta alcanzar una temperatura máxima de 260 °C, para evaporar las fracciones más ligeras. Sobrepasar esta temperatura puede provocar la descomposición térmica (se queman o agrietan) de los compuestos más pesados presentes en la muestra. Al llegar a este punto, se detiene el proceso de destilación, siguiendo el procedimiento descrito en la norma (ASTM D86-23ae2, 2024).

4.5 Preparación de mezclas con solventes

El destilado obtenido de cada muestra fue empleado para evaluar la estabilidad coloidal de los asfaltenos mediante la adición de solventes con propiedades estabilizantes y desestabilizantes.

4.5.1 Preparación de mezclas con tolueno (agente estabilizante)

El tolueno se añadió en concentraciones del 15 %, 30 % y 40 % con respecto al volumen del destilado. La mezcla fue homogenizada cuidadosamente para obtener una distribución uniforme del solvente y asegurar la integración completa al sistema, conforme al procedimiento establecido en la norma (ASTM D7157-18, 2022).

4.5.2 Preparación de mezclas con pentano (agente desestabilizando)

Se prepararon mezclas utilizando pentano como agente desestabilizante. El solvente fue incorporado en concentraciones del 30 % y 60 % respecto al volumen del destilado. La homogenización se ejecutó inmediatamente después de la adición uniforme del solvente, de acuerdo con la norma (ASTM D7157-23, 2023).

4.5.3 Preparación de mezclas con metanol (agente desestabilizando)

Finalmente, se prepararon mezclas con metanol en concentraciones del: 15 %, 25 % y 40 %, respecto al volumen del destilado. Las mezclas fueron homogenizadas para una adecuada distribución, siguiendo el procedimiento descrito en la norma (ASTM D7157-23, 2023).

4.6 Evaluación de la estabilidad coloidal mediante la prueba de la mancha

Una vez preparadas las mezclas del destilado con tolueno, pentano y metanol, se depositaron varias gotas de cada de muestra sobre papel filtro limpio para realizar la prueba de la mancha (Padron García y Lizcano Niño, 2014).

Posteriormente, los papeles filtro se colocaron en un horno de secado durante 30 minutos, tiempo necesario para el secado de las muestras y el desarrollo de las manchas.

Finalizado el secado, las manchas fueron observadas y comparadas visualmente. Para su evaluación se consideró la forma de la mancha, la distribución del material, la intensidad del núcleo y la presencia de anillos periféricos. A partir de estas características se clasificó el tipo de mancha y se interpretó el comportamiento de la estabilidad coloidal de cada muestra y su tendencia a la floculación o precipitación de los asfaltenos.

4.7 Caracterización y destilación de la muestra de crudo del Campo Tigresa mediante la prueba de la mancha con la adición del tolueno solvente estabilizante.

Tabla 4.

Características fisicoquímicas y resultados de la destilación de las muestras de crudo del Campo Tigresa.

Muestra	Campo Tigresa
<i>Grado API</i>	23,50°
<i>Volumen de la muestra</i>	100 ml
<i>Peso del balón vacío</i>	102,22 g
<i>Peso del balón + la muestra</i>	188.85 g
<i>Temperatura de la primera burbuja</i>	85 °C
<i>Temperatura a la que salió la primera gota de destilación</i>	152 °C
<i>Volumen del crudo destilado</i>	13,50 ml

4.7.1 Porcentaje de tolueno como solvente estabilizante al destilado de la muestra de crudo del Campo Tigresa.

Tabla 5.

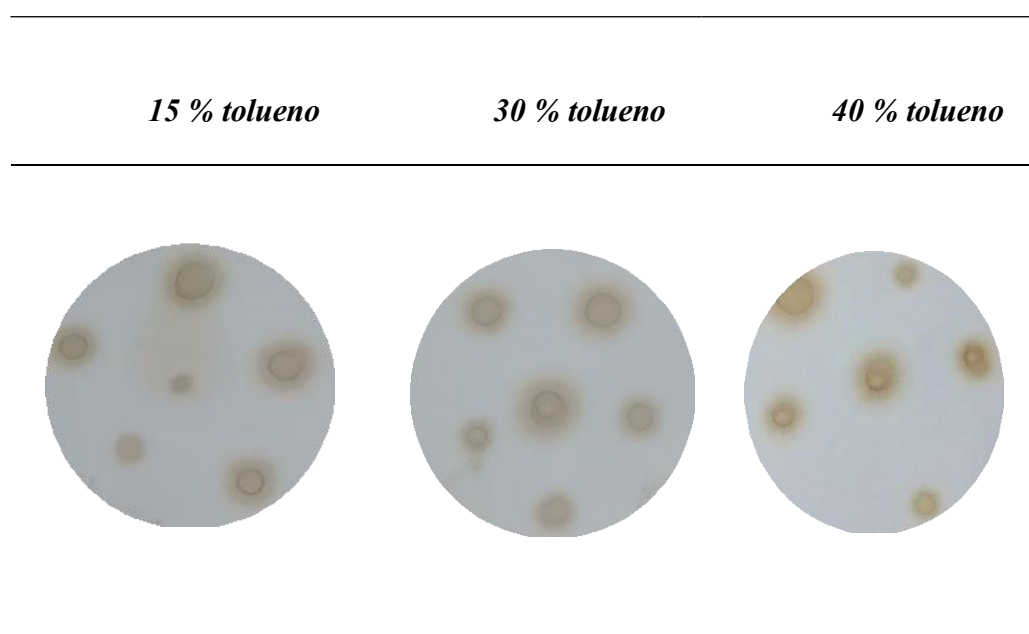
Porcentajes de adición de tolueno a la muestra de crudo del Campo Tigresa.

<i>Aditivo</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Volumen</i>
		<i>destilado</i> <i>13,50 ml</i>
Tolueno	15 %	2,03 ml
	30 %	4,05 ml
	40 %	5,40 ml

4.7.2 Resultados de la estabilidad coloidal del destilado de la muestra del crudo del Campo Tigresa, mediante la prueba de la mancha con adición de tolueno.

Figura 11.

Prueba de la mancha de la muestra del crudo del Campo Tigresa tratada con tolueno en concentraciones 15 %, 30 % y 40 %.



Se presenta los resultados de la prueba de la mancha para las muestras de crudo tratadas con tolueno en concentraciones del 15 %, 30 % y 40 %.

Clasificación del tipo de mancha

Tipo 3: Anillo interior bien definido, tenue y sólo ligeramente más oscuro que el fondo o resto de la mancha, asfaltenos comenzando a flocular.

- Concentración 15 %: Se observa manchas circulares con un núcleo definido y un halo externo tenue. Este comportamiento indica que parte de los componentes pesados se están concentrando en una zona determinada.
- Concentración 30 %: Los halos continúan visibles, presentan una distribución un tanto más uniforme.
- Concentración 40 %: La morfología se mantiene estable, con una intensidad en el halo periférico. Se aprecian anillos más dispersos y menos marcados, el material parece distribuirse en diferentes zonas, mostrándose el efecto del solvente dispersante.

4.8 Caracterización y destilación de la muestra de crudo del Campo Tigresa mediante la prueba de la mancha con la adición del pentano solvente desestabilizante.

Tabla 6.

Características fisicoquímicas y resultados de la destilación de las muestras de crudo del Campo Tigresa.

Muestra	Campo Tigresa
<i>Grado API</i>	23,50°
<i>Volumen de la muestra</i>	100 ml
<i>Peso del balón vacío</i>	103,63 g
<i>Peso del balón + la muestra</i>	188.85 g
<i>Temperatura de la primera burbuja</i>	89 °C
<i>Temperatura a la que salió la primera gota de destilación</i>	150 °C
<i>Volumen del crudo destilado</i>	12,91 ml

4.8.1 Porcentaje de pentano como solvente desestabilizante al destilado de la muestra de crudo del Campo Tigresa.

Tabla 7.

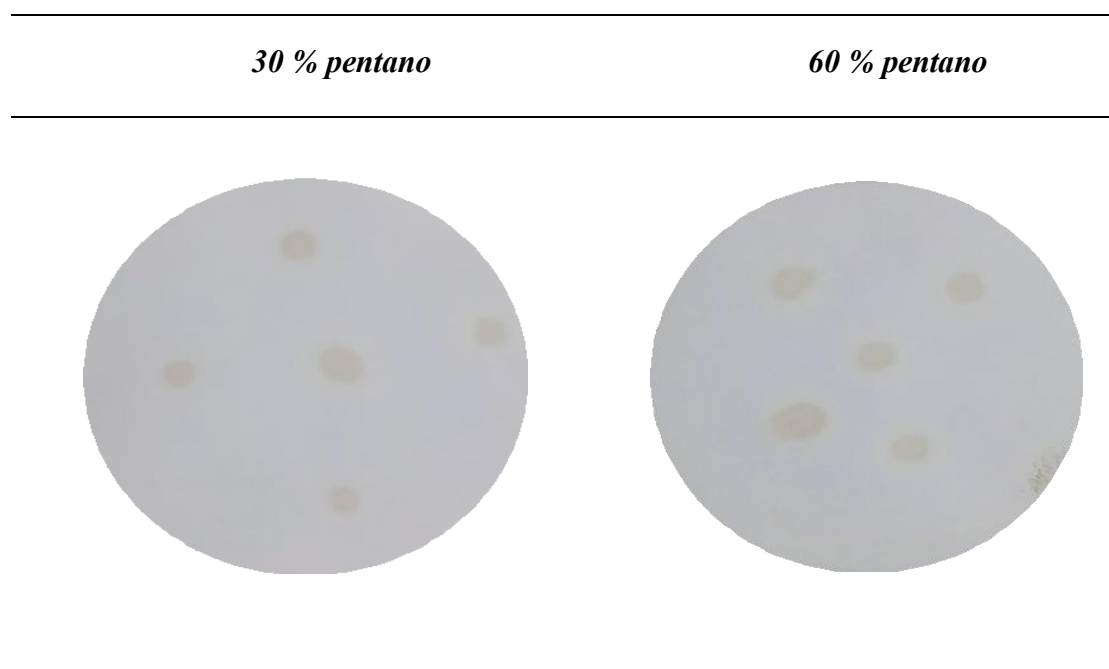
Porcentajes de adición de pentano a la muestra de crudo del Campo Tigresa.

<i>Aditivo</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Volumen destilado</i>
		<i>12.91 m l</i>
Pentano	30 %	3,87 ml
	60 %	7,75 ml

4.8.2 Resultados de la estabilidad coloidal del destilado de la muestra del crudo del Campo Tigresa, mediante la prueba de la mancha con adición de pentano.

Figura 12.

Prueba de la mancha de la muestra del crudo del Campo Tigresa tratada con pentano en concentraciones 30 % y 60 %.



Se presenta los resultados de la prueba de la mancha para las muestras de crudo tratadas con pentano en concentraciones del 30 % y 60 %.

Clasificación del tipo de mancha

Tipo 1: Mancha homogénea (sin presencia de anillo inferior), que indica que se encuentran dispersos los asfaltenos.

- **Concentración 30 %:** Las manchas presentan forma circular y una distribución homogénea, no se observan acumulaciones significativas ni anillos periféricos, indicando que a esta concentración existe una estabilidad coloidal aceptable y la floculación de los asfaltenos es escasa.

- **Concentración 60 %:** Se aprecia una ligera pérdida de uniformidad y un contraste ligeramente más oscuro. Este comportamiento evidencia que el aumento de la concentración del solvente reduce la capacidad del medio para mantener dispersos los asfaltenos.

4.9 Caracterización y destilación de la muestra de crudo Campo Tigresa, mediante la prueba de la mancha con la adición del metanol solvente desestabilizante.

Tabla 8.

Características fisicoquímicas y resultados de la destilación de las muestras de crudo del Campo Tigresa.

Muestra	Campo Tigresa
<i>Grado API</i>	23,50°
<i>Volumen de la muestra</i>	100 ml
<i>Peso del balón vacío</i>	102,22 g
<i>Peso del balón + la muestra</i>	177,38 g
<i>Temperatura de la primera burbuja</i>	87 °C
<i>Temperatura a la que salió la primera gota de destilación</i>	155 °C
<i>Volumen del crudo destilado</i>	15,60 ml

4.9.1 Porcentaje de metanol como solvente desestabilizante al destilado de la muestra de crudo del Campo Tigresa.

Tabla 9.

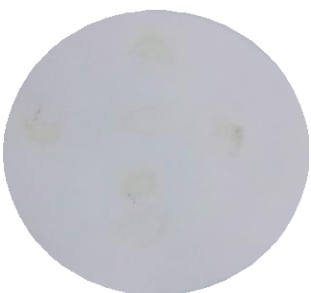
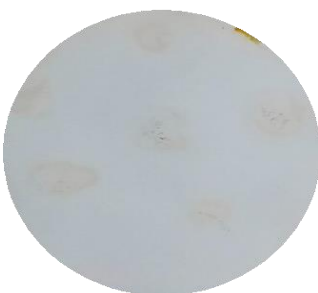
Prueba de la mancha de la muestra del crudo del Campo Tigresa tratadas con metanol en concentraciones 15 %, 25 % y 40 %.

<i>Aditivo</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Volumen</i>
		<i>destilado</i> <i>15,60 ml</i>
Metanol	15 %	2,34 ml
	25 %	3,90 ml
	40 %	6,24 ml

4.9.2 Resultados de la estabilidad coloidal de la muestra Campo Tigresa, mediante la prueba de la mancha con adición de metanol.

Figura 13.

Muestras de crudo Campo Tigresa, tratadas con 15 %, 25 %, 40 % de metanol.

<i>15 % metanol</i>	<i>25 % metanol</i>	<i>40 % metanol</i>
		

Se presenta los resultados de la prueba de la mancha para las muestras de crudo tratadas con metanol en concentraciones del 15 %, 25 % y 40 %.

Clasificación del tipo de mancha

Tipo 1: Mancha homogénea (sin presencia de anillo inferior), que indica que se encuentran dispersos los asfaltenos.

- Concentración 15 %: Las manchas presentan una tonalidad tenue y una distribución relativa uniforme, no se evidencia anillos periféricos definidos ni acumulaciones en el centro del núcleo. Indicando que a bajas concentraciones las muestras conservan una estabilidad coloidal aceptable y la formación de agregados es limitada.
- Concentración 25 %: Se evidenció una ligera modificación en la geometría de algunas manchas mostrando una tonalidad levemente más oscura.
- Concentración 40 %: Se observó una mayor pérdida de uniformidad en las manchas y un incremento en la concentración del material en la zona central de ciertas gotas. No se observan anillos periféricos intensamente marcados, pero se evidencia un contraste levemente más oscuro, lo que indica que el aumento de la concentración de metanol reduce la capacidad del medio para mantener dispersos los asfaltenos.

4.10 Caracterización y destilación de la muestra de crudo del Campo Pandora mediante la prueba de la mancha con la adición del tolueno solvente estabilizante.

Tabla 10.

Características fisicoquímicas y resultados de la destilación de las muestras de crudo del Campo Pandora.

Muestra	Campo Pandora
<i>Grado API</i>	18,92 °
<i>Volumen de la muestra</i>	100 ml
<i>Peso del balón vacío</i>	103,51 g
<i>Peso del balón + la muestra</i>	187.80 g
<i>Temperatura de la primera burbuja</i>	87 °C
<i>Temperatura a la que salió la primera gota de destilación</i>	165 °C
<i>Volumen del crudo destilado</i>	12 ml

4.10.1 Porcentaje de tolueno como solvente estabilizante al destilado de la muestra de crudo del Campo Pandora

Tabla 11.

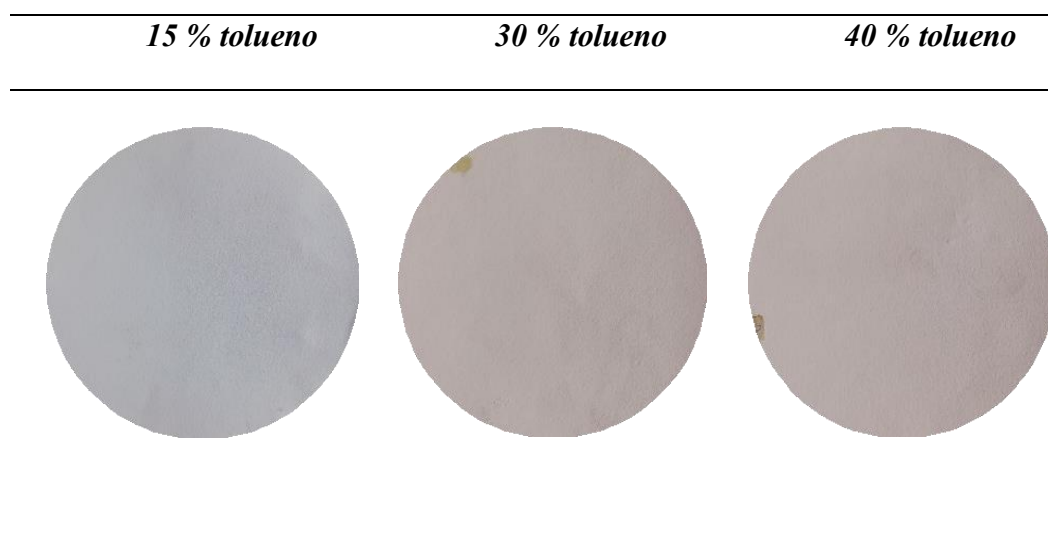
Porcentajes de adición de tolueno a la muestra de crudo del Campo Pandora.

<i>Aditivo</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Volumen</i>
		<i>destilado</i>
		<i>12 ml</i>
Tolueno	15 %	1.8 ml
	30 %	3.6 ml
	40 %	4.8 ml

4.10.2 Resultados de la estabilidad coloidal del destilado de la muestra del crudo del Campo Pandora, mediante la prueba de la mancha con adición de tolueno.

Figura 14.

Prueba de la mancha de la muestra del crudo del Campo Pandora tratada con tolueno en concentraciones 15 %, 30 % y 40 %.



Se presenta los resultados de la prueba de la mancha para las muestras de crudo tratadas con tolueno en concentraciones del 15 %, 30 % y 40 %.

Clasificación del tipo de mancha

Tipo 1: Mancha homogénea (sin presencia de anillo inferior), que indica que se encuentran dispersos los asfaltenos.

- Concentración 15 %: Se observa manchas que presentan una tonalidad tenue distribución relativa uniforme, no se evidencia anillos periféricos definidos ni acumulaciones en el centro del núcleo. Indicando que, a bajas concentraciones de tolueno, las muestras conservan una estabilidad coloidal aceptable sin formación de agregados.
- Concentración 30 %: No se observó cambios notorios en su morfología ni tonalidad, la mancha se presenta de forma homogénea.
- Concentración 40 %: Sin cambios notorios en la concentración del material, no se observa formación de anillos periféricos. Evidenciando que las muestras conservan su estabilidad coloidal efecto del tolueno como solvente dispersante.

4.11 Caracterización y destilación de la muestra de crudo del Campo Pandora mediante la prueba de la mancha con la adición del pentano solvente desestabilizante.

Tabla 12.

Características fisicoquímicas y resultados de la destilación de las muestras de crudo del Campo Pandora.

Muestra	Campo Pandora
<i>Grado API</i>	18,92 °
<i>Volumen de la muestra</i>	100 ml
<i>Peso del balón vacío</i>	103,51 g
<i>Peso del balón + la muestra</i>	187.41 g
<i>Temperatura de la primera burbuja</i>	90 °C
<i>Temperatura a la que salió la primera gota de destilación</i>	170 °C
<i>Volumen del crudo destilado</i>	11 ml

4.11.1 Porcentaje de pentano como solvente desestabilizante al destilado de la muestra de crudo del Campo Pandora.

Tabla 13.

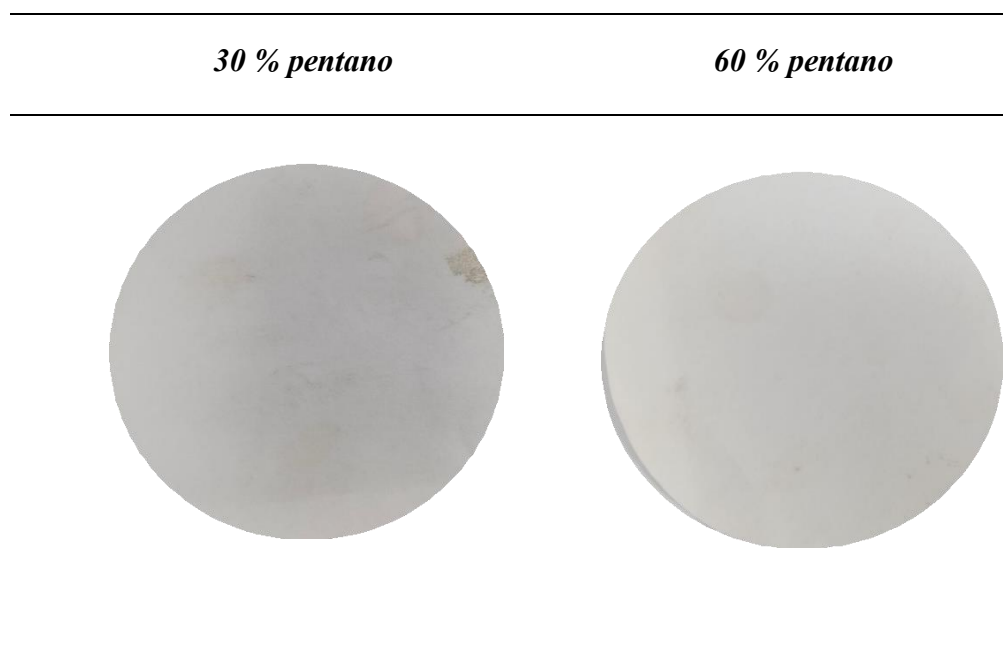
Porcentajes de adición de pentano a la muestra de crudo del Campo Pandora.

<i>Aditivo</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Volumen destilado</i>
		<i>11 ml</i>
Pentano	30 %	3.3 ml
	60 %	6.6 ml

4.11.2 Resultados de la estabilidad coloidal del destilado de la muestra del crudo del Campo Pandora, mediante la prueba de la mancha con adición de pentano.

Figura 15.

Prueba de la mancha de la muestra del crudo del Campo Pandora tratada con pentano en concentraciones 30 % y 60 %.



Se presenta los resultados de la prueba de la mancha para las muestras de crudo tratadas con pentano en concentraciones del 30 % y 60 %.

Clasificación del tipo de mancha

Tipo 1: Mancha homogénea (sin presencia de anillo inferior), que indica que se encuentran dispersos los asfaltenos.

- **Concentración 30 %:** Las manchas tienen forma circular y una distribución relativamente homogénea, no se observan acumulaciones significativas ni anillos periféricos, indicando que a esta concentración existe una estabilidad coloidal aceptable y la floculación de los asfaltenos es escasa.

- Concentración 60 %: Se observó que las manchas poseen una geometría similar también se aprecia una ligera pérdida de uniformidad y un contraste más claro y difuso, no se observan acumulaciones significativas de agregados. Este comportamiento se atribuye que, bajo las condiciones del ensayo, la mayor proporción de pentano produjo una muestra más diluida o con menor cantidad de material retenido en el punto de aplicación.

4.12 Caracterización y destilación de la muestra de crudo Campo Pandora, mediante la prueba de la mancha con la adición de metanol solvente desestabilizante.

Tabla 14.

Características fisicoquímicas y resultados de la destilación de las muestras de crudo del Campo Pandora.

Muestra	Campo Pandora
<i>Grado API</i>	18,92 °
<i>Volumen de la muestra</i>	100 ml
<i>Peso del balón vacío</i>	103,51 g
<i>Peso del balón + la muestra</i>	190,10 g
<i>Temperatura de la primera burbuja</i>	110 °C
<i>Temperatura a la que salió la primera gota de destilación</i>	180 °C
<i>Volumen del crudo destilado</i>	10.5 ml

4.12.1 Porcentaje de metanol como solvente desestabilizante al destilado de la muestra de crudo del Campo Pandora.

Tabla 15.

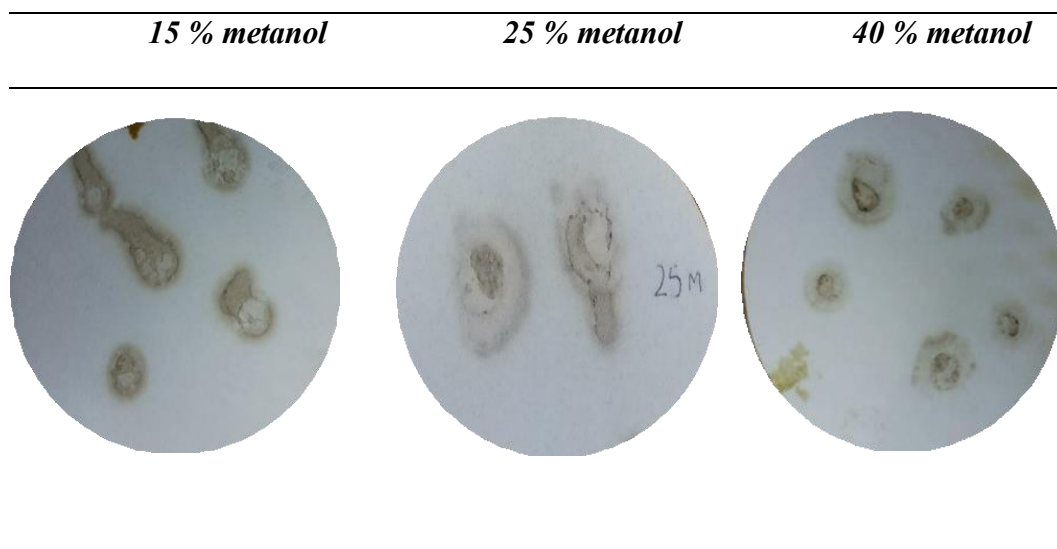
Porcentajes de adición de metanol a la muestra de crudo del Campo Pandora.

<i>Aditivo</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Volumen</i>
		<i>destilado</i> <i>10.5 ml</i>
Metanol	15 %	1.58
	25 %	2.63
	40 %	4.2

4.12.2 Resultados de la estabilidad coloidal del destilado de la muestra del crudo del Campo Pandora, mediante la prueba de la mancha con adición de metanol.

Figura 16.

Prueba de la mancha de la muestra del crudo del Campo Pandora, tratada con metanol en concentraciones 15 %, 25 % y 40 %.



Se presenta los resultados de la prueba de la mancha para las muestras de crudo tratadas con metanol en concentraciones del 15 %, 25 % y 40 %.

Clasificación del tipo de mancha

- **Tipo 4:** Anillo interior bien definido, un poco más denso que la mancha de referencia tipo 3 y algo más oscuro que el fondo o resto de la mancha.

- **Concentración 15 %:** Las manchas presentan forma irregular, con el material distribuido de manera poco uniforme, se observan zonas alargadas y bordes poco definidos. Se refleja una distribución más dispersa del material sobre el papel filtro.

- **Concentración 25 %:** Reducción en la homogeneidad de la distribución del material, se aprecia una mayor tendencia a la agregación, reflejando una disminución de la estabilidad coloidal.

- **Concentración 40 %:** Anillos definidos con una marcada acumulación de material en la zona central. A pesar de mantener la forma circular, la intensidad del núcleo y el halo confirman una floculación acelerada y la formación de agregados sólidos de asfaltenos.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos en las muestras del Campo Tigresa para los diferentes aditivos son: Se observó que al aumentar las concentraciones de tolueno el halo tiende a distribuirse más dentro de la mancha. En el 15 % están más concentrados, mientras que en el 40 % se encuentran más dispersos. Relacionándose con el efecto solvente del tolueno sobre los compuestos pesados. El pentano en concentraciones de 30 % y 60 %, se logró observar una ligera tendencia a la formación de agregados, no se evidencian procesos de floculación o precipitación significativas de los asfaltenos. Las condiciones de ensayo presentaron que la muestra conserva una capacidad adecuada para mantener la fracción asfáltica dispersas. Las concentraciones de metanol al 15%, 25 % y 40 % evidenciaron que la adición influye directamente en la estabilidad coloidal. A medida que aumenta la concentración del solvente, se observó una mayor tendencia a la formación de agregados y una disminución de la dispersión de asfaltenos. Pese que no se evidenció una precipitación intensa, se observó el efecto desestabilizante del metanol y su tendencia para favorecer el inicio del proceso de floculación de los asfaltenos.

Los resultados obtenidos en las muestras del Campo Pandora para los diferentes aditivos son: en concentraciones del 15 %, 30 % y 40 % de tolueno se mostró un efecto estabilizante sobre el sistema, manteniendo una distribución homogénea de las manchas y una escasa evidencia de floculación de los asfaltenos. Las concentraciones del 30 % y 60 % de pentano presentan manchas homogéneas de baja intensidad. Los resultados no

evidenciaron cambios visuales importantes en la estabilidad coloidal bajo las condiciones del ensayo. En la adición del 15 %, 25 % y 40 % del metanol se observó cambios notables en la morfología provocando un incremento progresivo en la definición del núcleo y la acumulación de material en las manchas. En consecuencia, el metanol mostró una mayor tendencia a la desestabilización.

Finalmente, la gravedad API pudo influir en la respuesta de las muestras, ya que Pandora (18,92 °API), al ser más pesado que Tigresa (23,5 °API), presentó una mayor respuesta desestabilizante frente al metanol. Sin embargo, las diferencias observadas no pueden atribuirse únicamente a la gravedad API, debido a que la composición del crudo y las condiciones experimentales también influyen en la estabilidad coloidal.

5.2 RECOMENDACIONES

- Realizar mayor número de ensayos en muestras de crudo con diferentes propiedades fisicoquímicas, con el objetivo de comparar el comportamiento de los asfaltenos y establecer la influencia de las características del crudo sobre su estabilidad coloidal.
- Complementar la prueba de la mancha con técnicas de observación microscópica o análisis de partículas, lo que permitirá caracterizar con mayor precisión la morfología y el tamaño de los agregados.
- Preparar y analizar las mezclas inmediatamente después de la adición de los solventes, evitando tiempos prolongados de almacenamiento que puedan provocar la evaporación de los elementos más volátiles y modificar las condiciones de ensayo.

GLOSARIO

Desestabilización coloidal:

Proceso mediante el cual el sistema coloidal del crudo pierde su equilibrio termodinámico, ocasionando la agregación y posterior precipitación de los asfaltenos, lo que puede generar problemas operacionales en la industria petrolera.

Solventes:

Sustancias orgánicas empleadas para modificar la solubilidad de los asfaltenos en el crudo, permitiendo inducir o prevenir su precipitación durante ensayos experimentales o procesos industriales.

Descomposición de resinas:

Fenómeno que implica la alteración o disminución de las resinas presentes en el crudo, las cuales actúan como agentes estabilizantes de los asfaltenos; su reducción favorece la inestabilidad coloidal.

Mojabilidad:

Propiedad de una superficie sólida para ser preferentemente mojada por un fluido (agua o petróleo), influyendo en la adhesión de asfaltenos y en la formación de depósitos.

Incrustación:

Acumulación de materiales sólidos, como asfaltenos precipitados, en tuberías, equipos o formaciones, afectando negativamente la eficiencia del flujo y la producción de hidrocarburos.

Inhibidores:

Aditivos químicos diseñados para prevenir o reducir la precipitación y deposición de asfaltenos, contribuyendo a mantener la estabilidad del sistema coloidal del crudo.

Tolueno:

Solvente aromático que favorece la disolución de los asfaltenos, promoviendo la estabilidad coloidal del crudo.

n-heptano:

Solvente de naturaleza parafínica utilizado para inducir la precipitación de asfaltenos, empleado comúnmente en la evaluación de su estabilidad.

Pentano:

Solvente ligero de tipo parafínico que se utiliza para provocar la floculación de asfaltenos en estudios experimentales.

Floculación:

Proceso mediante el cual las partículas de asfaltenos se agrupan formando agregados de mayor tamaño, lo que puede conducir a su precipitación.

Punto de floculación (Onset):

Condición específica en la que se inicia la agregación de los asfaltenos, indicando el comienzo de la inestabilidad del sistema coloidal.

Precipitación:

Es el proceso químico o físico en el que sustancias disueltas (iones o moléculas) se aglomeran para formar un sólido insoluble, denominado precipitado, que se separa de la solución líquida.

Deposición:

Acumulación o hecho de acumularse y fijarse un material o sustancia en la superficie o en las paredes de algo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Fakher, S., Ahdaya, M., Elturki, M., y Imqam, A. (2019). Revisión crítica de las propiedades de los asfaltenos y los factores que influyen en su estabilidad en el petróleo crudo. *ARTÍCULO DE REVISIÓN -INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN*.

Agüero, B., Villanueva, I., Pérez, V., Labrador, H., y Pereira, J. (2022). Comportamiento de polímeros en medios porosos: (Reversión de daños a la formación por asfaltenos). *Ciencia e Ingeniería*, 301-316.

Akbarzadeh, K., Hammami, A., Kharrat, A., Zhang, D., Allenson, S., Creek, J., . . . Jamaluddin, A. (2007). Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial. *Oilfield Review*.

Alayón, M. (2004). *ASFALTENOS OCURRECIA Y FLOCULACIÓN*. MERIDA - VENEZUELA: MODULO DE ENSEÑANZA EN FENOMENOS INTERFACIALES en español.

Añez Boscán, M. J. (2026). Predicción de la precipitación de asfaltenos por inyección de gas en crudos del Occidente Venezolano. *PetroRenova Indexed*.

Ariza León, E., Gutiérrez Quintero, J., Bolaño Cervantes, A. A., y Santafé Rangel, E. R. (2012). Análisis de la simulación de precipitación de asfaltenos en el crudo del campo Colorado. *El Reventón Energético*, 55-62.

Arregui, F. (2022). Tipos de solventes y su aplicación en la industria. *Contyquim*.

Arriojas Tocuyo, D., y Marín Velásquez, T. (2020). Evaluación del aceite de *Anacardium occidentale* como inhibidor de floculación de asfaltenos. *Ciencia UNEMI*, 59-71.

ASTM D287-22. (1 de Febrero de 2023). *ASTM*. <https://store.astm.org/d0287-22.html>

ASTM D4720-20. (21 de Noviembre de 2024). *Método de prueba estándar para la limpieza y compatibilidad de combustibles residuales mediante prueba puntual*. ASTM: <https://store.astm.org/d4740-20.html>

ASTM D7157-18. (24 de Agosto de 2022). *ASTM INTERNACIONAL*. <https://store.astm.org/d7157-18.html>

ASTM D7157-23. (Agosto de 2023). *Analysis and diagnosis systems*. <https://www.adsystems-sa.com/news>

ASTM D86-23ae2. (4 de Noviembre de 2024). *ASTM*. <https://store.astm.org/d0086-23ae02.html>

ASTM-IP. (1916). *Petroleum Measurement Tables*. HathiTrust: <https://babel.hathitrust.org/cgi/pt?id=mdp.39015002931197&seq=49>

Barahona Alvear, N. S., y Tixi Toapanta, H. (2020). Formulaciones de inhibidores de asfaltenos a base de extractos de corteza de pino en diferentes solvente aplicado al crudo pesado. *Polo del Conocimiento*, 389-420.

Berasategui Moreno, J. R., y Malangón, B. (2018). *Tecnología de los combustibles*. CREATIVE COMMONS BY-NC-SA-4.0.

Casas Blanco, P. (2010). *El Petróleo. Historia y Refino*. Escuela Universidad de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza.

Chirita, M. A. (Junio de 2011). Influencia de Variables en la Precipitación de Asfaltenos de Crudos de Petróleo. Universidad Rey Juan Carlos-Escuela Superior de Ciencias Experimentales y Tecnología.

Delgado, J. (2015). *Precipitación de Asfaltenos*. (Módulo de Enseñanza en Fenómenos Interfaciales, Cuaderno FIRP S368NT).

Demir, Bilgesu, L. H., y Hascakir, B. (2016). *The effect of brine concentration on asphaltene stability*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition (2016).

Díaz, D., y Canchano, R. (2013). *Tratamiento químico a nivel de laboratorio para remoción de asfaltenos en el campo Colorado*. Colombia: Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander (Bucaramanga, Colombia).

Figueira , J., Soares, B., Lucas, E., y Simão, R. (2017). The influence of chemicals on asphaltenes precipitation: a comparison between atomic force microscopy and near infrared techniques. *El Reventón Energético*, 7-17.

Ganfanhao, M., Iglesias , E., y Delgado, J. (2008). *Determinacion del punto de precipitación de los asfaltenos en crudos de venezuela*. Venezuela: Revista ciencia de la ingenieria.

González, J. (2014). *Efecto del contenido relativo de los asfaltenos sobre la estabilidad de las emulsiones W-O en el crudo del Campo Colorado*. Universidad Industrial de Santander.

Guzman, O. (2017). *Evaluación de la estabilidad de asfaltenos de aceites crudos durante su almacenamiento*. Mexico: [Tesis de doctorado, Tecnológico Nacional de México / Instituto Tecnológico de Ciudad Madero]. Repositorio Institucional TecNM.

- Hernández, R. F., y Baptista, P. (2014). *Metodología de la investigación*. McGraw-Hill Education.
- INEN. (2013). *Método de prueba estándar para la determinación de gravedad API de petróleo crudo y sus derivados*. Método del hidrómetro.
- Juárez López , Y. D. (Enero de 2009). Análisis de la Productividad de Pozos con Problemas de Depositación de Asfaltenos en su Vecindad. México, México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Kokal, S. L., y Sayegh, S. G. (1995). "Asphaltenes: The Cholesterol of Petroleum". *Society of Petroleum Engineers (SPE)*.
- Lira Guzmán , J. G., Narváez Barajas, C., Palacios Sánchez, C. D., Reyes Zapata , S. O., López Cilia, V., y Hernandez Romero, E. (2012). *Depósitos de parafinas y asfaltenos en los campos petroleros*. Campeche, México: Dependencia académica de ciencia química .
- Madrid, D. A. (2020). *Evaluación fisicoquímica del sistema asfaltenos/resinas en la formación de emulsiones en procesos de inyección de vapor* . Medellin, Colombia .
- Navarrete, J., Montalvo, P., y Córdor, J. (2016). Desarrollo de un modelo predictivo en Excel para el proceso. *FIGEMPA: Investigación y Desarrollo*, 24.
- Oliva González, C. M. (Junio de 2018). Preparación de materiales micro- y nano-estructurados para la absorción de asfaltenos del crudo de petróleo. Universidad Autónoma de Nuevo León, Facultad de Ciencias Químicas.
- Padilla Grey , D. L., y Watt Ayola, K. E. (2015). Precipitación de asfaltenos: Técnicas de predicción y control. *Artículo de revisión para optar el título de (Ingeniero Químico)*.

Padilla Grey, D. L., y Watt Ayola, K. E. (2015). *Precipitación de asfaltenos: Técnicas de predicción y control*. Cartagena: Repositorio de San Buenaventura Cartagena.

Padron García, E., y Lizcano Niño, J. (2014). *Metodologías para determinar la estabilidad*.

Peña, J. A. (2022). *Análisis de metodologías para determinar la estabilidad de asfaltenos en el crudo*. ANÁLISIS DE METODOLOGÍAS PARA DETERMINAR LA ESTABILIDAD.

Rincón Chavez , A. C., Cabrales Campo, L. T., Restrepo Morales, A., y Calderón Carrillo, Z. (2011). *Asfaltenos, un daño severo en yacimientos altamente sub-saturados de aceite volatil*. colombia: El Reventón energético.

Rodríguez, J., Carrizalez, J., Anzola, M., y Castillo, K. (Diciembre de 2017). Establecer el comportamiento de la producción de los pozos con problemas de precipitación de asfaltenos del campo Piritál PDVSA de la división Punta de Mata. Maturín , Venezuela: Universidad Bolivariana de Venezuela.

Rueda Beauregard, J. M., Alegría Hernández, B. A., Vázquez Vázquez, L. L., Vargas González, R. E., López, M. S., Fuentes Domínguez, I., . . . Morales Bautista, C. M. (2023). Determinación de la gravedad API por los métodos directo e indirecto (picnometría). *Journal of Basic Sciences*, 19-26.

Ruiying Xiong, J. G., Wyclif Kiyangi, H. F., Tongcheng Sun, X. Y., y Quing, L. (2020). Method for Judging the Stability of Asphaltenes in Crude Oil. *ACS Omega*, 21420-21427.

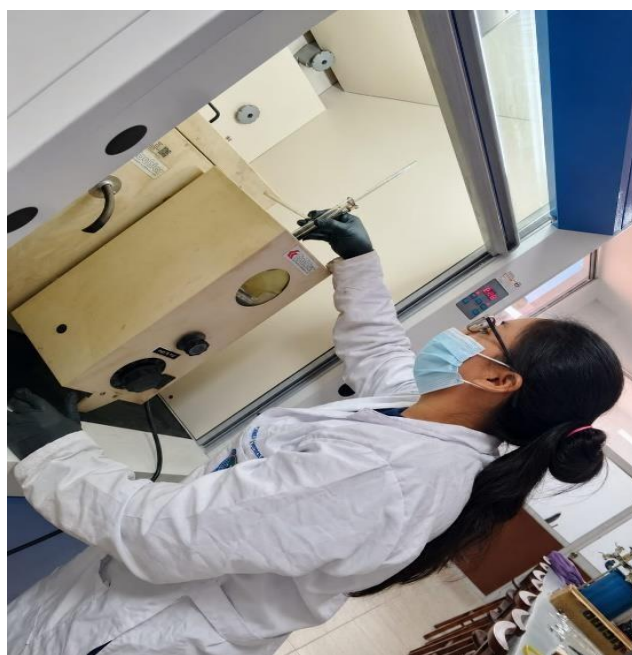
Wauquier, J. (2004). *EL Refino Del Petróleo*. INSTITUTO FRANCÉS DEL PETRÓLEO: PETROLEO CRUDO , PRODUCTOS PETROLÍFEROS.

Xiong, R., Guo, J., Kiyangi, W., Feng, H., Sun, T., Yang, X., y Li, Q. (2020).
Method for Judging the Stability of Asphaltenes in Crude Oil. *ACS Omega*, 21420-
21427.

ANEXOS



Anexo 1. *Obtención de muestra para el ensayo*



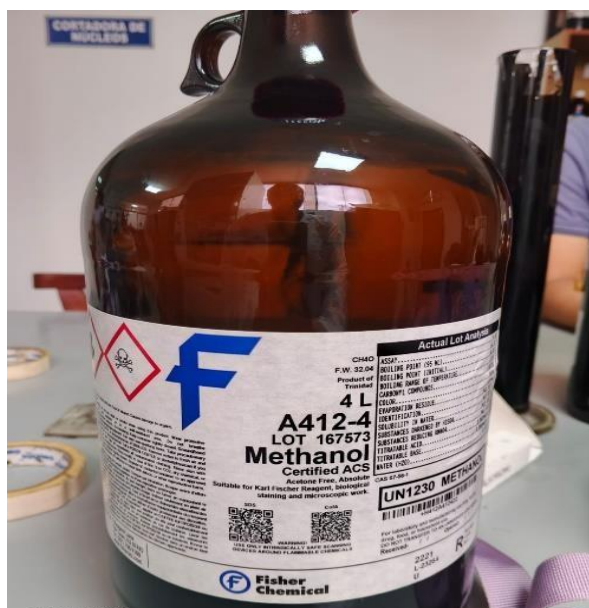
Anexo 2. *Muestra en cámara de destilación.*



Anexo 3. *Peso en balanza electrónica del balón de precipitación*



Anexo 4. *Medición de muestra en la probeta de 100 ml*



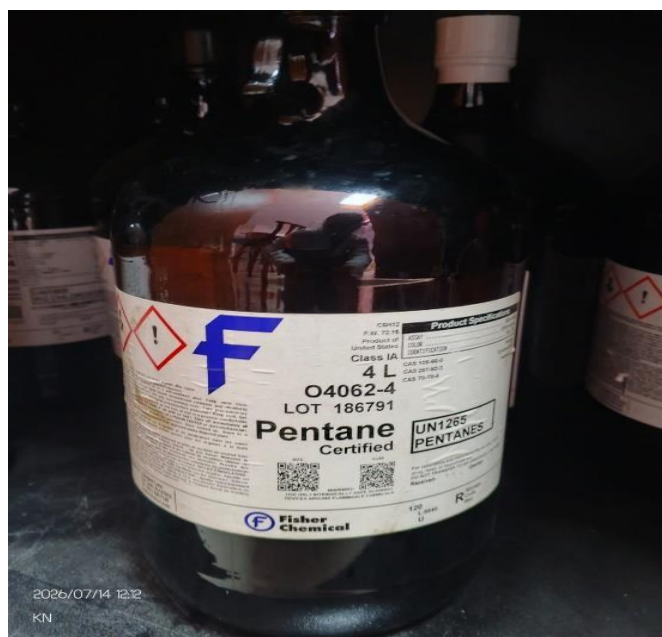
Anexo 5. Aditivo metanol



Anexo 6. Aditivo tolueno



Anexo 7. Mezcla de la destilación con el aditivo para aplicar sobre papel filtro.



Anexo 8. Aditivo Pentano



Anexo 9. Área limpia.



Anexo 10. Adición de gotas de mezcla en papel filtro para prueba de la mancha.



Anexo 11. *Tratamiento térmico de muestra de crudo en la cámara de destilación.*

Table 5
10-19° API **API Gravity Reduction to 60° F.** **ASTM—IP**
50-100° F.

Observed Temperature, °F.	API Gravity at Observed Temperature									
	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
	Corresponding API Gravity at 60° F.									
50	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.6	18.6	19.6
51	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	18.5	19.5
52	10.4	11.4	12.4	13.4	14.4	15.4	16.4	17.4	18.4	19.5
53	10.4	11.4	12.4	13.4	14.4	15.4	16.4	17.4	18.4	19.4
54	10.3	11.3	12.3	13.3	14.3	15.3	16.3	17.3	18.3	19.3
55	10.2	11.3	12.3	13.3	14.3	15.3	16.3	17.3	18.3	19.3
56	10.2	11.2	12.2	13.2	14.2	15.2	16.2	17.2	18.2	19.2
57	10.1	11.2	12.2	13.2	14.2	15.2	16.2	17.2	18.2	19.2
58	10.1	11.1	12.1	13.1	14.1	15.1	16.1	17.1	18.1	19.1
59	10.0	11.1	12.1	13.1	14.1	15.1	16.1	17.1	18.1	19.1
60	10.0	11.0	12.0	13.0	14.0	15.0	16.0	17.0	18.0	19.0
61	10.0	10.9	11.9	12.9	13.9	14.9	16.0	16.9	17.9	18.9
62	9.9	10.8	11.9	12.9	13.9	14.9	15.9	16.9	17.9	18.9
63	9.9	10.8	11.8	12.8	13.8	14.8	15.8	16.8	17.8	18.8
64	9.8	10.8	11.8	12.8	13.8	14.8	15.8	16.8	17.8	18.8
65	9.8	10.7	11.7	12.7	13.7	14.7	15.7	16.7	17.7	18.7
66	9.7	10.7	11.7	12.7	13.7	14.7	15.7	16.7	17.7	18.7
67	9.7	10.6	11.6	12.6	13.6	14.6	15.6	16.6	17.6	18.6
68	9.6	10.6	11.6	12.6	13.6	14.6	15.6	16.6	17.6	18.6
69	9.6	10.6	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	18.5
70	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.4	18.4
71	9.5	10.4	11.4	12.4	13.4	14.4	15.4	16.4	17.4	18.4
72	9.4	10.4	11.4	12.4	13.4	14.4	15.4	16.3	17.3	18.3
73	9.4	10.3	11.3	12.3	13.3	14.3	15.3	16.3	17.3	18.3
74	9.3	10.3	11.3	12.3	13.3	14.3	15.2	16.2	17.2	18.2
75	9.3	10.2	11.2	12.2	13.2	14.2	15.2	16.2	17.2	18.2
76	9.2	10.2	11.2	12.2	13.2	14.2	15.1	16.1	17.1	18.1
77	9.2	10.2	11.1	12.1	13.1	14.1	15.1	16.1	17.1	18.0
78	9.1	10.1	11.1	12.1	13.1	14.0	15.0	16.0	17.0	18.0
79	9.1	10.1	11.0	12.0	13.0	14.0	15.0	16.0	17.0	17.9
80	9.0	10.0	11.0	12.0	13.0	13.9	14.9	15.9	16.9	17.9
81	9.0	10.0	10.9	11.9	12.9	13.9	14.9	15.9	16.8	17.8
82	8.9	9.9	10.9	11.9	12.9	13.8	14.8	15.8	16.8	17.8
83	8.9	9.9	10.8	11.8	12.8	13.8	14.8	15.8	16.7	17.7
84	8.8	9.8	10.8	11.8	12.8	13.7	14.7	15.7	16.7	17.7
85	8.8	9.8	10.7	11.7	12.7	13.7	14.7	15.6	16.6	17.6
86	8.7	9.7	10.7	11.7	12.7	13.6	14.6	15.6	16.6	17.5
87	8.7	9.7	10.6	11.6	12.6	13.6	14.6	15.5	16.5	17.5
88	8.6	9.6	10.6	11.6	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.4
89	8.6	9.6	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.4	16.4	17.4
90	8.5	9.5	10.5	11.5	12.4	13.4	14.4	15.4	16.4	17.3
91	8.5	9.5	10.4	11.4	12.4	13.4	14.3	15.3	16.3	17.3
92	8.4	9.4	10.4	11.4	12.3	13.3	14.3	15.3	16.2	17.2
93	8.4	9.4	10.3	11.3	12.3	13.3	14.2	15.2	16.2	17.2
94	8.4	9.3	10.3	11.3	12.2	13.2	14.2	15.2	16.1	17.1
95	8.3	9.3	10.2	11.2	12.2	13.2	14.1	15.1	16.1	17.1
96	8.3	9.2	10.2	11.2	12.1	13.1	14.1	15.1	16.0	17.0
97	8.2	9.2	10.2	11.1	12.1	13.1	14.0	15.0	16.0	17.0
98	8.2	9.1	10.1	11.1	12.0	13.0	14.0	15.0	15.9	16.9
99	8.1	9.1	10.1	11.0	12.0	13.0	13.9	14.9	15.9	16.8
100	8.1	9.0	10.0	11.0	11.9	12.9	13.9	14.9	15.8	16.8

Anexo 12. Tablas de medición de petróleo (ASTM-IP, 1916)

Table 5
ASTM—IP **API Gravity Reduction to 60° F.** **20-29° API**
50-100° F.

Observed Temperature, °F.	API Gravity at Observed Temperature									
	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	Corresponding API Gravity at 60° F.									
50	20.6	21.6	22.6	23.6	24.6	25.6	26.6	27.6	28.6	29.7
51	20.5	21.5	22.5	23.5	24.6	25.6	26.6	27.6	28.6	29.6
52	20.5	21.5	22.5	23.5	24.5	25.5	26.5	27.5	28.5	29.5
53	20.4	21.4	22.4	23.4	24.4	25.4	26.4	27.4	28.5	29.5
54	20.3	21.4	22.4	23.4	24.4	25.4	26.4	27.4	28.4	29.4
55	20.3	21.3	22.3	23.3	24.3	25.3	26.3	27.3	28.3	29.3
56	20.2	21.2	22.2	23.2	24.2	25.2	26.3	27.3	28.3	29.3
57	20.2	21.2	22.2	23.2	24.2	25.2	26.2	27.2	28.2	29.2
58	20.1	21.1	22.1	23.1	24.1	25.1	26.1	27.1	28.1	29.1
59	20.1	21.1	22.1	23.1	24.1	25.1	26.1	27.1	28.1	29.1
60	20.0	21.0	22.0	23.0	24.0	25.0	26.0	27.0	28.0	29.0
61	20.0	21.0	21.9	22.9	23.9	24.9	25.9	26.9	27.9	28.9
62	19.9	20.9	21.9	22.9	23.9	24.9	25.9	26.9	27.9	28.9
63	19.8	20.8	21.8	22.8	23.8	24.8	25.8	26.8	27.8	28.8
64	19.8	20.8	21.8	22.8	23.8	24.8	25.8	26.7	27.7	28.7
65	19.7	20.7	21.7	22.7	23.7	24.7	25.7	26.7	27.7	28.7
66	19.7	20.7	21.6	22.6	23.6	24.6	25.6	26.6	27.6	28.6
67	19.6	20.6	21.6	22.6	23.6	24.6	25.6	26.6	27.6	28.5
68	19.5	20.5	21.5	22.5	23.5	24.5	25.5	26.5	27.5	28.5
69	19.5	20.5	21.5	22.5	23.5	24.4	25.4	26.4	27.4	28.4
70	19.4	20.4	21.4	22.4	23.4	24.4	25.4	26.4	27.4	28.3
71	19.4	20.4	21.4	22.3	23.3	24.3	25.3	26.3	27.3	28.3
72	19.3	20.3	21.3	22.3	23.3	24.3	25.3	26.2	27.2	28.2
73	19.3	20.2	21.2	22.2	23.2	24.2	25.2	26.2	27.2	28.2
74	19.2	20.2	21.2	22.2	23.2	24.1	25.1	26.1	27.1	28.1
75	19.1	20.1	21.1	22.1	23.1	24.1	25.1	26.1	27.0	28.0
76	19.1	20.1	21.1	22.0	23.0	24.0	25.0	26.0	27.0	28.0
77	19.0	20.0	21.0	22.0	23.0	24.0	24.9	25.9	26.9	27.9
78	19.0	20.0	20.9	21.9	22.9	23.9	24.9	25.9	26.9	27.8
79	18.9	19.9	20.9	21.9	22.9	23.8	24.8	25.8	26.8	27.8
80	18.9	19.8	20.8	21.8	22.8	23.8	24.8	25.7	26.7	27.7
81	18.8	19.8	20.8	21.8	22.7	23.7	24.7	25.7	26.7	27.6
82	18.8	19.7	20.7	21.7	22.7	23.7	24.6	25.6	26.6	27.6
83	18.7	19.7	20.7	21.6	22.6	23.6	24.6	25.6	26.5	27.5
84	18.6	19.6	20.6	21.6	22.6	23.5	24.5	25.5	26.5	27.5
85	18.6	19.6	20.5	21.5	22.5	23.5	24.5	25.4	26.4	27.4
86	18.5	19.5	20.5	21.5	22.4	23.4	24.4	25.4	26.4	27.3
87	18.5	19.5	20.4	21.4	22.4	23.4	24.3	25.3	26.3	27.3
88	18.4	19.4	20.4	21.3	22.3	23.3	24.3	25.3	26.2	27.2
89	18.4	19.3	20.3	21.3	22.3	23.2	24.2	25.2	26.2	27.1
90	18.3	19.3	20.3	21.2	22.2	23.2	24.2	25.1	26.1	27.1
91	18.3	19.2	20.2	21.2	22.2	23.1	24.1	25.1	26.0	27.0
92	18.2	19.2	20.1	21.1	22.1	23.1	24.0	25.0	26.0	27.0
93	18.1	19.1	20.1	21.1	22.0	23.0	24.0	25.0	25.9	26.9
94	18.1	19.1	20.0	21.0	22.0	22.9	23.9	24.9	25.9	26.8
95	18.0	19.0	20.0	20.9	21.9	22.9	23.9	24.8	25.8	26.8
96	18.0	18.9	19.9	20.9	21.9	22.8	23.8	24.8	25.7	26.7
97	17.9	18.9	19.9	20.8	21.8	22.8	23.7	24.7	25.7	26.6
98	17.9	18.8	19.8	20.8	21.7	22.7	23.7	24.7	25.6	26.6
99	17.8	18.8	19.7	20.7	21.7	22.7	23.6	24.6	25.6	26.5
100	17.8	18.7	19.7	20.7	21.6	22.6	23.6	24.5	25.5	26.5