



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

TEMA:

**“ESTIMACIÓN DE LA REDUCCIÓN DEL ASENTAMIENTO DE
PARAFINAS MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO CON
INHIBIDORES EN MUESTRAS DE CRUDO DEL CAMPO
ARMADILLO – BLOQUE 55”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

JOSÉ ARIEL VERA VERA
JOSELINE LISSETTE RIVERA LUNA

TUTOR:

ING. ROMEL ERAZO BONE, MSc.M

ECUADOR, LA LIBERTAD

2023

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

TEMA:

**“ESTIMACIÓN DE LA REDUCCIÓN DEL ASENTAMIENTO DE
PARAFINAS MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO CON
INHIBIDORES EN MUESTRAS DE CRUDO DEL CAMPO
ARMADILLO – BLOQUE 55”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

JOSÉ ARIEL VERA VERA

JOSELINE LISSETTE RIVERA LUNA

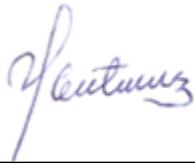
TUTOR:

ING. ROMEL ERAZO BONE, MSc.

ECUADOR, LA LIBERTAD

2023

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Marlleis Gutiérrez H, PhD.
DIRECTORA DE LA CARRERA
DE PETRÓLEOS



Ing. Romel Erazo Bone, MSc.
DOCENTE TUTOR



Lic. Erica Lorenzo García, PhD.
DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc.
DOCENTE GUÍA DE LA UIC-



Ing. David Vega González.
SECRETARIO

DEDICATORIA

Dedico esta tesis de grado a mis padres Javier y Zoila al igual que a mis tíos Gisela y Tim, por formarme como buen ser humano y brindarme su apoyo incondicional en cada paso de mi vida y de mi carrera estudiantil.

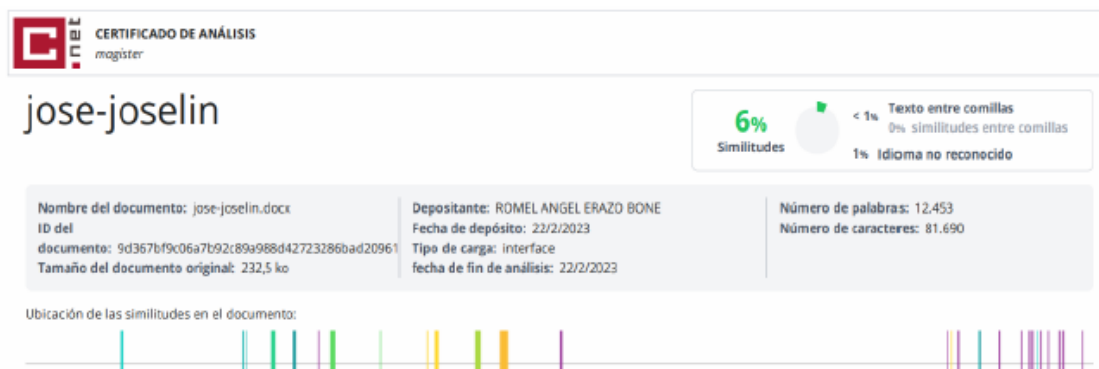
José Vera.

Dedico este trabajo de titulación a mis padres Enrique Rivera y Alexandra Luna al igual que a mis hermanos por haberme brindado su amor y apoyo incondicional a lo largo de mi vida y carrera profesional.

Joseline Rivera.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema ESTIMACIÓN DE LA REDUCCIÓN DEL ASENTAMIENTO DE PARAFINAS MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO CON INHIBIDORES EN MUESTRAS DE CRUDO DEL CAMPO ARMADILLO – BLOQUE 55, elaborado por los estudiantes José Ariel Vera Vera y Joseline Lissette Rivera Luna, egresada de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 6% de la valoración permitida.



FIRMA DEL TUTOR

Ing. Romel Erazo Bone

C.I.: 0802990838

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, **José Ariel Vera Vera** y **Joseline Lissette Rivera Luna**, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado trabajo “**ESTIMACIÓN DE LA REDUCCIÓN DEL ASENTAMIENTO DE PARAFINAS MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO CON INHIBIDORES EN MUESTRAS DE CRUDO DEL CAMPO ARMADILLO – BLOQUE55**”, 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,



José Ariel Vera Vera
Autor de Tesis
C.I. 2450061714



Joseline Lissette Rivera Luna
Autora de Tesis
C.I. 2450393414

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del presente trabajo ESTIMACIÓN DE LA REDUCCIÓN DEL ASENTAMIENTO DE PARAFINAS MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO CON INHIBIDORES EN MUESTRAS DE CRUDO DEL CAMPO ARMADILLO – BLOQUE 55, elaborado por los estudiantes José Ariel Vera Vera y Joseline Lissette Rivera Luna previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos, egresados de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

FIRMA DEL TUTOR



ING. ROMEL ERAZO, MSc.
DOCENTE TUTOR
C.I.: 0802990838

Lcdo. Dennys Mauricio Panchana Yagual, Mgtr.

Celular: 0939211033

Correo: dennys.panchana@educacion.gob.ec

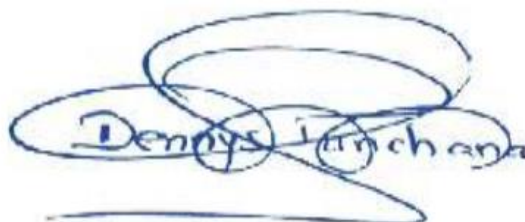
CERTIFICACIÓN GRAMATICAL Y ORTOGRÁFICA

Yo, **DENNYS MAURICIO PANCHANA YAGUAL**, en mi calidad de **LICENCIADO EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN Y MAGÍSTER EN ADMINISTRACIÓN Y LIDERAZGO EDUCACIONAL**, por medio de la presente tengo a bien indicar que he leído y corregido el trabajo de integración curricular previo a la obtención del título de ingeniero en petróleos denominado **“ESTIMACIÓN DE LA REDUCCIÓN DEL ASENTAMIENTO DE PARAFINAS MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO CON INHIBIDORES EN MUESTRAS DE CRUDO DEL CAMPO ARMADILLO – BLOQUES 55”** de los estudiantes: **VERA VERA JOSÉ ARIEL** y **RIVERA LUNA JOSELINE LISSETTE**.

Certifico que está redactado con el correcto manejo del lenguaje, claridad en las expresiones, coherencia en los conceptos e interpretaciones, adecuado empleo en la sinonimia. Además de haber sido escrito de acuerdo a las normas de ortografía y sintaxis vigentes.

Es cuanto puedo decir en honor a la verdad y autorizo a los interesados hacer uso del presente como estime conveniente.

Santa Elena, 24 de febrero del 2023



Lcdo. Dennys Panchana Yagual, Mgtr.
CI. 0919400176

LICENCIADO EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN
MAGISTER EN GERENCIA Y LIDERAZGO EDUCACIONAL
N° DE REGISTRO DE SENECYT 1031-2018-1947613

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Dios por ser luz a lo largo de nuestra carrera universitaria, a nuestros padres por ser los principales promotores de nuestras metas, por creer en nosotros y en nuestras expectativas, por la dedicación y paciencia con la que día a día esperaban el avance y desarrollo de este proyecto.

A cada maestro que formó parte de este proceso integral de formación, al Ing. Romel Erazo Bone por la guía y enseñanza brindada durante el proceso de este trabajo de titulación, al Ing. Roberto Silva por su acertada orientación y ser el cimiento en el desarrollo de las pruebas de laboratorio.

A nuestras compañeras Jomaira Soledispa y Ana Zuñiga por su tiempo, apoyo y colaboración en el transcurso de los ensayos de laboratorio y a todas las personas que de alguna u otra manera fueron partícipes de este proceso, viéndose reflejado en la culminación de esta tesis de grado.

CONTENIDO

	Pag.
TRIBUNAL DE SUTENTACIÓN	I
DEDICATORIA	II
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	III
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	IV
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	V
CERTIFICACIÓN DE GRAMATOLOGÍA	VI
AGRADECIMIENTOS	VII
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.1 JUSTIFICACIÓN.....	2
1.2 ANTECEDENTES.....	3
1.3 HIPÓTESIS	4
1.4 OBJETIVOS.....	4
1.4.1 Objetivo General.	4
1.4.2 Objetivos Específicos.....	5
1.5 ALCANCE	5
1.6 GENERALIDADES DEL CAMPO ARMADILLO.....	5
1.6.1 Ubicación geográfica	5
1.7 VARIABLES	6
1.7.1 Variables Independientes	6
1.7.2 Variables Dependientes.....	6
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	8
2.1 CARACTERIZACIÓN DEL PETRÓLEO	8
2.1.1 Definición del petróleo.....	8
2.1.2 Clasificación del petróleo.....	8
2.1.3 Compuestos fundamentales del petróleo.....	10
2.2 COMPONENTES DE ALTO PESO MOLECULAR DEL PETRÓLEO ...	11
2.2.1 Definición y clasificación de las parafinas.....	11
2.2.2 Comportamiento de parafinas.	12

2.2.3	Factores que afectan a la estabilidad de las parafinas	14
2.2.4	Deposición de parafinas en líneas superficiales.....	14
2.3	INHIBIDORES DE PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS	15
2.3.1	Definición de inhibidor.	15
2.3.2	Clasificación de inhibidores.....	17
2.4	PROBLEMAS DE ASENTAMIENTO DE PARAFINA DURANTE LA PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE.....	18
2.4.1	Reducción del diámetro de la tubería.....	18
2.5	TRATAMIENTOS DE PREVENCIÓN Y REMOCIÓN DE PARAFINAS.....	19
2.5.1	Tratamientos de prevención de asentamiento de parafinas.....	19
2.5.2	Tratamientos de limpieza y remoción de parafinas.....	19
	CAPÍTULO III: METODOLOGÍA	20
3.1	MÉTODO DE INVESTIGACIÓN	20
3.2	TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	20
3.3	TOMA Y RECOLECCIÓN DE MUESTRA.....	21
3.3.1	Método API.....	21
3.4	DETERMINACIÓN DE ASFÁLTENOS.....	22
3.4.1	Método de la mancha astm-d4740.	22
3.4.2	Dispersión de asfáltenos.....	24
3.4.3	Método de filtración con alcohol isopropílico.	24
3.5	MODELOS DE PREDICCIÓN	25
3.5.1	Regresión lineal.....	25
3.5.2	Regresión no lineal.....	26
	CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y RESULTADOS	27
4.1	CARACTERIZACIÓN REOLÓGICA DE LAS MUESTRAS DE CRUDO.....	27
4.1.1	Grados API.....	27
4.1.2	Viscosidad.....	28
4.2	DETERMINACIÓN DE CONTENIDO DE ASFÁLTENOS.....	29
4.2.1	Métodos cuantitativos.	29
4.3	APLICACIÓN DE INHIBIDORES	32
4.3.1	Muestra A.....	32
4.3.2	Muestra B.....	33
4.3.3	Muestra C.....	34

4.3.4	Muestra D.....	35
4.3.5	Muestra E.....	36
4.3.6	Muestra F.....	37
4.3.1	Muestra G.....	38
4.3.2	Muestra H.....	39
4.3.3	Método cualitativo.....	40
4.4	ESTIMACIÓN DEL CONTENIDO Y REDUCCIÓN DE ASFÁLTENOS.....	42
4.4.2	Inhibidor DCSP-2101.....	43
4.4.3	Inhibidor DCSP-2102.....	43
4.4.4	Inhibidor DCSP-2103.....	44
4.4.5	Inhibidor DCSP-2104.....	45
4.5	ESTIMACIÓN DE LA REDUCCIÓN DEL ASENTAMIENTO DE ASFÁLTENOS EN EL CAMPO ARMADILLO.....	46
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		48
5.1	CONCLUSIONES.....	48
5.2	RECOMENDACIONES.....	49
REFERENCIAS IBLIOGRÁFICAS.....		50
ANEXOS.....		56

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1. Mapa de bloques e infraestructura petrolera del Ecuador.....	7
Figura 2. Fraccionamiento SARA de una muestra de hidrocarburo.....	9
Figura 3. Visualización por medio de microscopio A) parafinas macrocristalinas B) parafinas microcristalinas.....	12
Figura 4. Distribución de temperatura calculada en la línea de flujo superficial, suponiendo temperatura constante.....	15
Figura 5. Representación de la precipitación de asfáltenos en el papel filtro para muestras sin inhibidor.....	16
Figura 6. Representación de la precipitación de asfáltenos en el papel filtro para muestras con inhibidor.....	17
Figura 7. Taponamiento de tubería por parafina	18
Figura 8. Método de la mancha; (A) asfáltenos dispersos; (B) inicio de floculación de asfáltenos; (C) asfáltenos floculados	23
Figura 9. Representación gráfica de la temperatura Vs el porcentaje en peso de la determinación de asfáltenos del grupo 1 de las muestras "A", "E" y "G".	30
Figura 10. Representación gráfica de la temperatura Vs el porcentaje en peso de la determinación de asfáltenos del grupo 1 de las muestras "B", "F" y "D".	31
Figura 11. Representación gráfica de la temperatura Vs el porcentaje en peso de la determinación de asfáltenos del grupo 1 de las muestras "C", "H".	32
Figura 12. Eficacia de aplicación de inhibidores en la muestra "A".	33
Figura 13. Eficacia de la aplicación de inhibidores en la muestra "B".	34
Figura 14. Eficacia de la aplicación de inhibidores en la muestra "C".	35
Figura 15. Eficacia de la aplicación de inhibidores en la muestra "D".	36
Figura 16. Eficacia de la aplicación de inhibidores en la muestra "E".	37
Figura 17. Eficacia de aplicación de inhibidores en la muestra "F".	38
Figura 18. Eficacia de aplicación de inhibidores en la muestra "G".	39
Figura 19. Eficacia de aplicación de inhibidores en la muestra "H".	40
Figura 20. Prueba de la mancha de y asfáltenos (a) y parafinas (b) sin inhibidor.....	41
Figura 21. Prueba de la mancha de asfáltenos (a) y parafinas (b) con el inhibidor DCSP-2103.	41
Figura 22. Estimación del contenido de asfáltenos en crudos de 10 a 21 °API.	42

Figura 23. Estimación de la reducción del contenido de asfáltenos para crudos de 10 a 20 °API con el inhibidor DCSP-2101.	43
Figura 24. Estimación de la reducción del contenido de asfáltenos para crudos de 10 a 20 °API con el inhibidor DCSP-2102.	44
Figura 25. Estimación de la reducción del contenido de asfáltenos para crudos de 10 a 20 °API con el inhibidor DCSP-2103.	45
Figura 26. Estimación de la reducción del contenido de asfáltenos para crudos de 10 a 20 °API con el inhibidor DCSP-2104.	46
Figura B 1. Método de la mancha para la determinación de asfáltenos con inhibidor y sin inhibidor de la muestra “A”.	58
Figura B 2. Método de la mancha para la determinación de parafinas con inhibidor y sin inhibidor de la muestra “A”.	58
Figura B 3. Método de la mancha para la determinación de asfáltenos con inhibidor y sin inhibidor de la muestra “B”.	58
Figura B 5. Método de la mancha para la determinación de parafinas con inhibidor y sin inhibidor de la muestra “B”.	58
Figura B 6. Método de la mancha para la determinación de parafinas con inhibidor y sin inhibidor de la muestra “B”.	58
Figura B 7. Método de la mancha para la determinación de asfáltenos con inhibidor y sin inhibidor de la muestra “C”.	58
Figura B 8. Método de la mancha para la determinación de parafinas con inhibidor de la muestra “C”.	58
Figura B 9. Método de la mancha para la determinación de parafinas sin inhibidor de la muestra “D”.	58
Figura B 10. Método de la mancha para la determinación de asfáltenos con inhibidor y sin inhibidor de la muestra “D”.	58
Figura B 11. Método de la mancha para la determinación de asfáltenos con inhibidor y sin inhibidor de la muestra “E”.	58
Figura B 12. Método de la mancha para la determinación de parafinas con inhibidor y sin inhibidor de la muestra “E”.	58
Figura B 13. Método de la mancha para la determinación de asfáltenos con inhibidor y sin inhibidor de la muestra “F”.	58

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1. Rangos porcentuales aproximados proporcionales a la composición molecular de los hidrocarburos.....	8
Tabla 2. Gravedad API del petróleo	10
Tabla 3. Grados API de las muestras de crudo.....	27
Tabla 4. Viscosidades de las muestras de crudo.....	28
Tabla 5. Estimación de la reducción del asentamiento de asfáltenos para el campo Armadillo, con la aplicación de los cuatro inhibidores.	47
Tabla A 1. Porcentaje en peso de asfáltenos del grupo 1.	57
Tabla A 2. Porcentaje en peso de asfáltenos del grupo 2.	57
Tabla A 3. Porcentaje en peso de asfáltenos del grupo 3.	57

**“ESTIMACIÓN DE LA REDUCCIÓN DEL ASENTAMIENTO DE
PARAFINAS MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO CON
INHIBIDORES EN MUESTRAS DE CRUDO DEL CAMPO
ARMADILLO – BLOQUE 55”**

RESUMEN

La presencia y asentamiento de parafinas y asfáltenos durante el proceso de producción de petróleo implica un alto costo económico en el manejo, para evitar la reducción del diámetro operativos de las líneas de producción. Este trabajo de investigación propone el uso de cuatro inhibidores (DCSP-2101, 2102, 2103 y 2104) de parafinas y asfáltenos en crudos pesados del campo Armadillo. La metodología utilizada se basa en la determinación cuantitativa y cualitativa del contenido de asfáltenos presentes en ocho muestras de crudos entre 13 a 19 °API. La estimación de la reducción del asentamiento de asfáltenos se estableció en un rango de temperatura entre 122 a 158 °F. Por medio del método de dispersión de asfáltenos y el método de la mancha se obtuvo datos cuantitativos y cualitativos respectivamente. Mediante el uso del modelo de regresión lineal se estimó el comportamiento del asentamiento de asfáltenos para cada una de las ocho muestras de crudos pesados, además se estimó el comportamiento de la eficacia de los inhibidores aplicado a las muestras de crudos con diferentes °API. Determinándose la reducción del asentamiento de asfáltenos a diferentes temperaturas del campo Armadillo con un promedio de 136 barriles mensuales representando aproximadamente \$11.000.

PALABRAS CLAVES: PARAFINAS, ASFALTENOS, API, TEMPERATURA, EFICACIA DE LOS INHIBIDORES, MÉTODO DE LA MANCHA, DISPERSIÓN.

**“ESTIMATION OF THE REDUCTION OF PARAFFIN
SETTLEMENT THROUGH LABORATORY TESTS WITH
INHIBITORS IN CRUDE SAMPLES FROM THE ARMADILLO
FIELD – BLOCK 55”**

ABSTRACT

The presence and settlement of paraffins and asphaltenes during the oil production process implies a high economic cost in handling, to avoid reducing the operating diameter of the production lines. This research work proposes the use of four inhibitors (DCSP-2101, 2102, 2103 and 2104) of paraffins and asphaltenes in heavy crude oil from the Armadillo field. The methodology used is based on the quantitative and qualitative determination of the asphaltene content present in eight crude samples between 13 and 19 °API. The estimate of asphaltene slump reduction was established in a temperature range between 122 to 158 °F. Through the asphaltene dispersion method and the stain method, quantitative and qualitative data were obtained respectively. By using the linear regression model, the behavior of asphaltene settlement was estimated for each of the eight heavy crude samples, in addition, the behavior of the efficiency of the inhibitors applied to the samples of crude oils with different °API was estimated. Determining the reduction of asphaltene settlement at different temperatures in the Armadillo field with an average of 136 barrels per month representing approximately \$11,000.

KEY WORDS: PARAFFINS, ASPHALTENES, API, TEMPERATURE, INHIBITOR EFFICIENCY, SPOT METHOD, DISPERSION.

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las ceras de parafinas son unos sólidos blancos o ligeramente amarillentos, inodoros, que se obtienen a partir del petróleo. Están constituidas por una mezcla de hidrocarburos de alto peso molecular, principalmente alcanos saturados (INSST, 2009).

La deposición de estas ceras parafínicas dentro de las líneas de producción y oleoductos continúa siendo un problema notable para la industria petrolera. Este problema se genera debido a que el crudo está expuesto a cambios bruscos o sensibles de: temperatura, exposición a la luz solar, presión y/o mezcla con otros crudos. Si se tiene una considerable deposición de compuestos de alto peso molecular alrededor de las paredes de las tuberías, se realizan paradas de operación de producción y transporte para proceder a su limpieza, lo que conlleva a tiempos no productivos en producción y transporte (Candelo y Carvajal, 2010).

El crudo del Campo Armadillo – Bloque 55 sufre un cambio de temperatura en el trayecto reservorio-superficie, las cuales conllevan a la precipitación de 0,5% de parafinas provocando el problema de reducción del diámetro de 4 pulgadas de las tuberías, debido a que se forma un revestimiento granular que reduce el calibre de tubería, dado a que son cristales de cera muy pequeños que tienden a aglomerarse y formar partículas de cera.

El asentamiento de las parafinas ocurre a lo largo de las LP (Líneas de Producción) del campo Armadillo que son diseñadas considerando principalmente su tasa de producción de 1496 barriles por día (bpd) (ARCH, 2022); al momento en que se da un cambio en cualquier punto de su diseño, la tasa de producción se verá afectada.

1.1 JUSTIFICACIÓN

La finalidad de este trabajo de investigación es la estimación de la reducción del asentamiento de porcentaje parafínico previo a la obtención que se realizará para determinar el asentamiento actual de ceras parafínicas de las muestras de crudos pesados entre 10 a 23° API del campo Armadillo – Bloque 55 mediante pruebas de laboratorio a condiciones de superficie, con el propósito de reducir los costos de producción asociados al mantenimiento y limpieza de las líneas de producción y oleoductos que se ven afectados por la deposición de parafinas en el campo mencionado.

Durante el proceso de producción, los hidrocarburos experimentan una serie de fenómenos fisicoquímicos y termodinámicos, debido a los cambios en las condiciones desde yacimiento a superficies. Estas perturbaciones generan cambios de fase (paso de líquido a gas), con la correspondiente segregación y deposición de sus compuestos, entre ellas las parafinas, causando obstrucción del flujo con las consiguientes pérdidas de producción (Noboa P, 2019).

Al aplicar los inhibidores de parafinas en las muestras del campo Armadillo, se busca determinar y demostrar la eficacia de estos en la reducción del asentamiento parafínico para así obtener resultados cualitativos y cuantitativos en la disminución de la afectación en el calibre de las paredes de las líneas de producción y de la tasa de producción. Considerando para su aplicación de los factores que determinan la deposición de parafinas, entre ellos los tres primeros son (Dorantes I, 2010):

1. Temperatura.
2. Composición del crudo.
3. Características de superficie de paso del flujo.

A su vez, se especificará los métodos de prevención y remoción de parafinas adecuados a emplearse como parte de la medida para reducir los costos operativos de mantenimiento y limpieza adicionales que deben realizarse a las líneas de producción y oleoductos por el asentamiento de parafinas.

Así mismo, los resultados de este estudio contribuirán a la industria petrolera con la información certera sobre la aplicación de inhibidores para generar la consideración de una nueva forma de solucionar el problema de asentamiento de parafinas dentro de las líneas de producción y oleoductos de crudos pesados del Ecuador, ayudando a controlar el flujo económico generado por la producción de un determinado campo petrolero, evitando gastos asociados a estos.

1.2 ANTECEDENTES

Ridzuan en el 2016, en su trabajo realizado en Malasia con inhibidores comerciales de parafinas como: *poly-ethylene-co-vinyl acetate (EVA)*, *poly-maleic anhydride-alt-1-octadecene (MAC)*, *diethanolamine (DEA)*, *toluene*, *acetone*; sugirieron que el inhibidor EVA es el más efectivo ante la prevención y reducción de formación de parafinas, sin embargo, afectó a la viscosidad de las muestras de crudo.

Bello y colaboradores en el 2006, realizaron la evaluación de cuatro inhibidores de parafina base xileno en crudos nigerianos, en la cual, determinaron que el asentamiento de parafina en tres muestras crudo sin inhibidor era de 0,16 a 0,57 g/g, mientras que con la aplicación de los inhibidores el asentamiento se redujo en 0,06, 0,04, 0,03 y 0,02 g/g.

Wang en el 2003, evaluó el efecto de inhibidores comerciales en parafinas de diferentes pesos moleculares, determinando que la reducción de compuestos de bajo peso molecular de cadenas menores a C_{33} fue aproximadamente del 13%, sin embargo, en compuestos de alto peso molecular de cadenas mayores a C_{34} la reducción fue mínima.

En el trabajo de Chi en el 2016, se evaluó en laboratorio la eficacia de los inhibidores comerciales EVA y MAC dentro de un modelo de tubería para flujo de fluido, en la cual, determinaron que, en flujo lineal de crudo con inhibidor, el asentamiento de parafina se reducía en un 85%.

Ghannam y colaborades en el 2012, afirmaron que aproximadamente el 20 % de las reservas mundiales de petróleo son crudos cerosos, mientras que los crudos pesados constituyen aproximadamente la mitad de las reservas recuperables de petróleo. Sin embargo, Lira-Galeana y Hammami en el 2000, mencionaron que la presencia de ceras de parafina en una cantidad sustancial impide significativamente la exploración y

producción de estos petróleos no convencionales, lo que conduce a la gelificación de los crudos cerosos y, finalmente, al cierre de estos oleoductos de producción.

González y colaboradores en el 2010, evaluaron la efectividad de varios inhibidores de parafina comerciales en Venezuela, realizando pruebas de laboratorio con muestras de crudos pesados. Concluyeron que, dependiendo de la composición del crudo, es diferente la efectividad de los aditivos; aquellos crudos con alta concentración de parafinas pesadas (mayores a C₂₄) y una distribución de peso molecular mono-modal no son afectados, mientras que crudos con menos del 39% de estos componentes y una distribución de peso molecular bi-modal tuvieron una importante reducción del punto de nube y de fluidez

García y colaboradores en el 1998, investigaron el comportamiento de los inhibidores en muestras de crudos de Venezuela, en los cuales se determinó que ante la presencia de ceras parafínicas con cadenas de carbono mayores a C₂₄, los inhibidores no tenían un comportamiento favorable en su reducción de parafina, mientras, ante crudos con un porcentaje menor al 39% de compuestos parafínicos, los inhibidores tuvieron una significativa reducción de asentamiento de parafina.

1.3 HIPÓTESIS

Con la aplicación de los inhibidores: *Mixture*, *polyolefin Ester*, *Polymer*, *Dodecylbenzensulfonic acid/ethanolamine salt*, en las muestras de crudo virgen entre 10 a 23° API del campo Armadillo – Bloque 55, el inhibidor *Mixture* reducirá el porcentaje de asentamiento de parafina en un 50% en comparación al resto de inhibidores que reducirán el porcentaje de asentamiento parafínico en 30%.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo general.

Evaluar la eficacia de los inhibidores de parafinas en las muestras de crudo mediante pruebas de laboratorio como procedimiento para estimar la reducción del asentamiento de las ceras parafínicas en los crudos pesados del campo Armadillo – Bloque 55.

1.4.2 Objetivos específicos.

- a) Seleccionar ocho muestras de crudo pesado entre 10 a 23° API para su respectivo análisis cuantitativo y cualitativo del contenido de parafinas en las muestras de crudo de campo Armadillo – Bloque 55.
- b) Estimar el porcentaje de asfáltenos y parafina precipitados, mediante la prueba de filtración de muestra y dispersión de asfáltenos.
- c) Aplicar los inhibidores: *Mixture (DCSP-2101)*, *Polyolefin Ester (DCSP-2102)*, *Polymer (DCSP-2103)*, *Dodecylbenzensulfonic acid/ ethanolamine salt (DCSP-2104)*; en las muestras de crudo para las pruebas de laboratorio a condiciones de superficie.
- d) Representar de forma cuantitativa y cualitativa los resultados obtenidos del asentamiento inicial vs 280 resultados de la reducción del asentamiento de parafina por la aplicación de los inhibidores.

1.5 ALCANCE

El presente trabajo de investigación se centra en realizar 280 pruebas de laboratorio a condiciones de superficie abarcando la estimación del asentamiento inicial de parafinas en 8 muestras de crudo entre 10 a 23 °API del campo Armadillo – Bloque 55 con la aplicación de los disolventes heptano, pentano e IPA y la reducción del asentamiento de asfáltenos de estas muestras aplicando 4 inhibidores de parafinas (*Mixture, Polyolefin Ester, Polymer, Dodecylbenzensulfonic acid/ethanolamine salt*), considerando para ambas estimaciones un rango de temperaturas de 95, 122, 140 y 158 °F, representando los resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio de forma cuantitativa y cualitativa.

1.6 GENERALIDADES DEL CAMPO ARMADILLO

1.6.1 Ubicación geográfica

En la figura 1 se observa la ubicación del campo Armadillo, el cual, está ubicado a 15 km al Sureste del campo Auca Sur y a 12 km al Noreste del campo Cononaco en el

Sur de la Cuenca Oriental. El bloque 55 denominado con el nombre Armadillo con una extensión de 200 km^2 se encuentra en la provincia Napo, limitando al norte, al sur y al este con el Bloque 17 - Hormiguero y al oeste con el Bloque 61 – Auca (Colala, 2020).

1.7 VARIABLES

1.7.1 Variables independientes

- a) Porcentaje de parafina.
- b) Temperatura.
- c) Tiempo.

1.7.2 Variables dependientes

- a) Aplicación de inhibidores.
- b) Estabilidad de crudo.

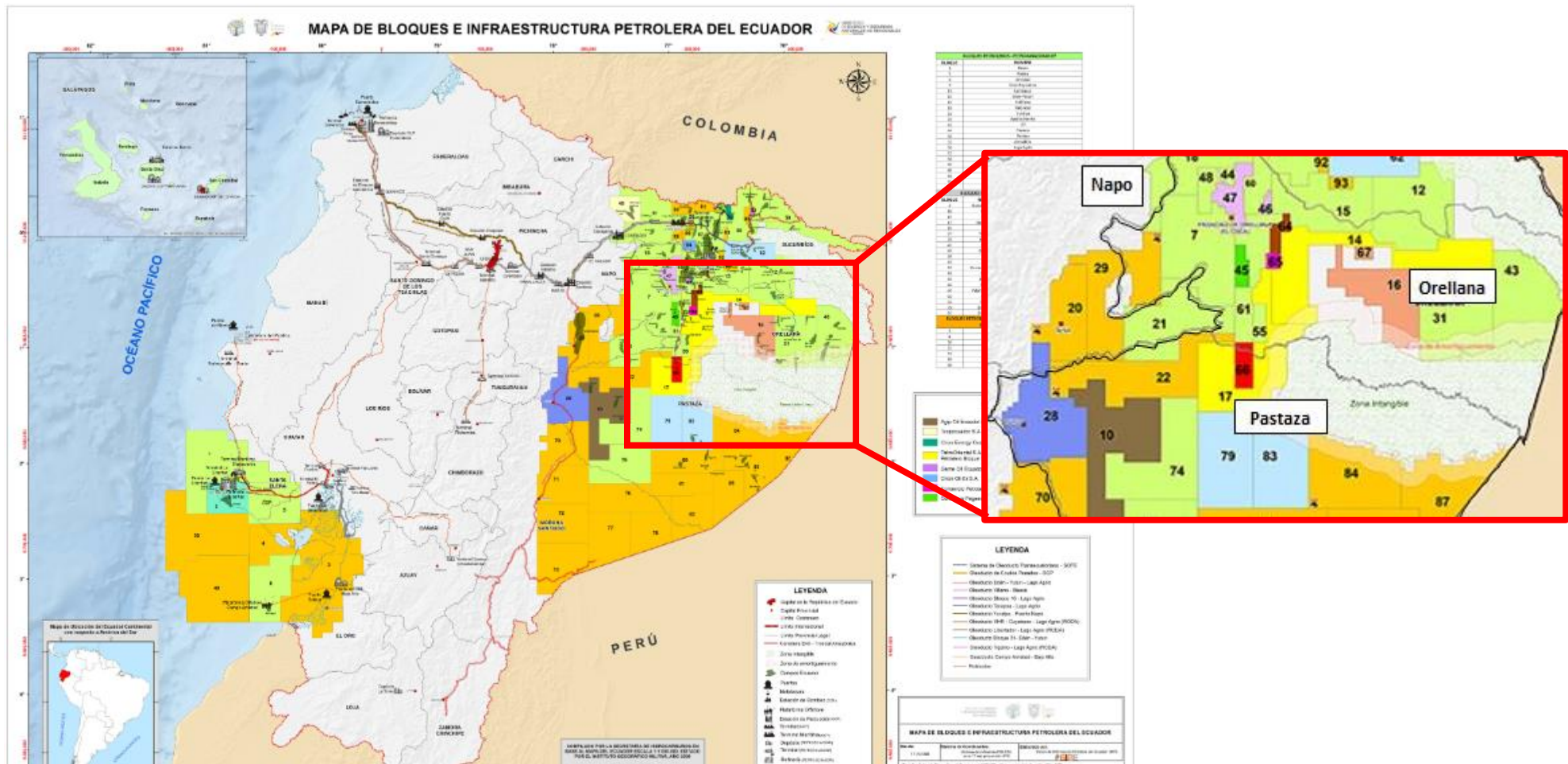


Figura 1. Mapa de bloques e infraestructura petrolera del Ecuador (Ministerio de energía y minas, 2019)

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 CARACTERIZACIÓN DEL PETRÓLEO

2.1.1 Definición del petróleo.

El petróleo es una mezcla natural, líquida, de composición compleja que consiste en un conjunto de hidrocarburos y componentes inorgánicos, como azufre, oxígeno y nitrógeno, en proporciones variables (Farías y Merola, 2014).

2.1.2 Clasificación del petróleo.

El petróleo crudo compuesto por hidrocarburos, que son principalmente el carbono aproximadamente el 85%, el 13% en hidrógeno. Así como otros elementos tales como el nitrógeno y azufre aproximadamente el 0,5% y metales como el hierro y el níquel menor al 0,1% (Turgeon y Morse, 2022). En la tabla 1 se muestra los rangos porcentuales aproximados de los compuestos de hidrocarburos.

Tabla 1. Rangos porcentuales aproximados proporcionales a la composición molecular de los hidrocarburos (Farías y Merola, 2014).

Composición por peso	
Elemento	Rango porcentual
Carbón	83 - 87%
Hidrógeno	10 - 14%
Nitrógeno	0,1 - 2,0%
Oxígeno	0,1 - 1,5%
Azufre	0,5 - 6,0%
Metales	menos de 1000ppm

Los hidrocarburos se pueden fraccionar en cuatro grupos que son: saturados o parafinas, aromáticos, resinas y asfáltenos (S.A.R.A.) que se muestra en la Figura 2, luego de someter a los hidrocarburos a un proceso químico o físico de separación.

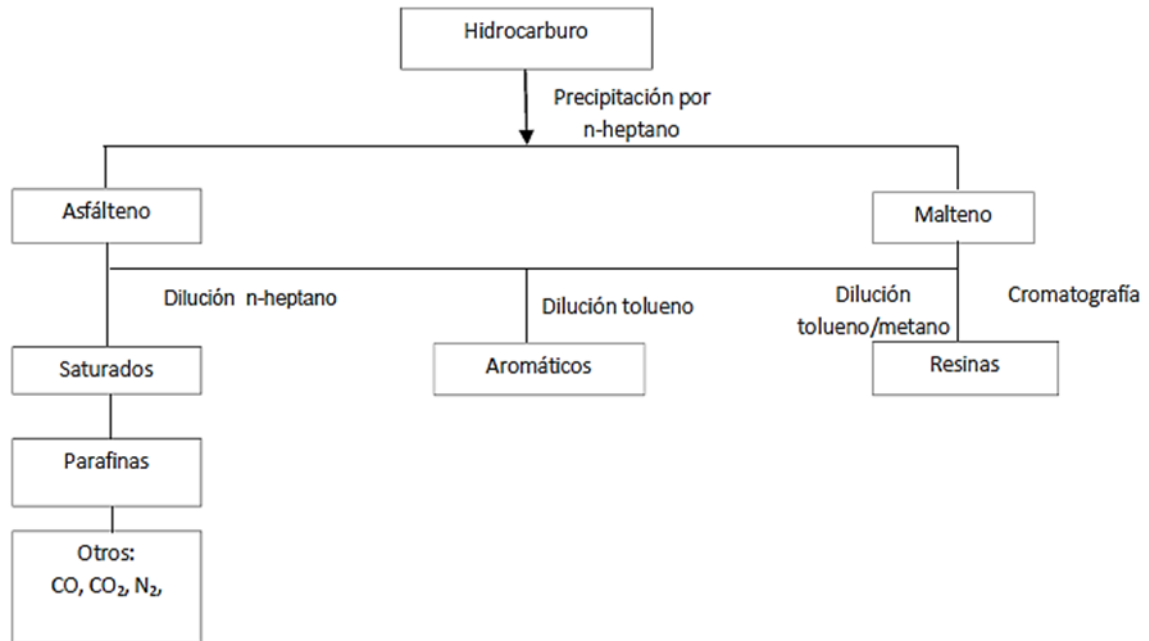


Figura 2. Fraccionamiento S.A.R.A. de una muestra de hidrocarburo (Patiño J, 2015).

El petróleo se divide en tres grupos de acuerdo con su composición:

a) **Parafínico.**

Los compuestos parafínicos son de color más claro, fluidos y de baja densidad (0,75 a 0,85 g/ml). Se caracterizan porque contienen más del 50% de hidrocarburos saturados y dentro de estos superiores al 40% del tipo alcanos o parafínicos (León E, 2011).

b) **Nafténico o Asfáltico.**

Los hidrocarburos nafténicos y asfálticos son compuestos alicíclicos, tales como el ciclopentano y el ciclohexano, y derivados de los mismos diversamente sustituidos (Urquijo B, 1969).

c) **Mixto.**

Características y rendimientos que se encuentran entre las dos variables principales (Coloma D, 2012).

La gravedad API es la escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute, API) para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresada en grados. La gravedad API está graduada en grados en un instrumento de hidrómetro y fue diseñada de manera tal que la mayoría de los valores quedaran entre 10° y 70° de gravedad API (Schlumberger, 2022).

Según su gravedad API el petróleo se clasifica en: liviano, mediano, pesado y extrapesado como se detalla en la Tabla 2.

Tabla 2. Gravedad API del petróleo (Ecopetrol S.A., 2014).

Tipo de petróleo	Características
Liviano	API es mayor que 30 grados
Mediano	API está entre 22 y 30 grados
Pesado	API está entre 22 y 10 grados
Extrapesado	API menor que 10 grados

Los petróleos también se clasifican entre “dulces” (que contienen menos del 0,5% de azufre) y “agrios” (con más del 1,0% de azufre) (Ecopetrol S.A., 2014).

2.1.3 Compuestos fundamentales del petróleo.

Los principales componentes son hidrocarburos saturados de cadena abierta (parafinas), cíclicos (naftenos) y aromáticos. Debido a la compleja composición del petróleo habitualmente se expresa en términos de familias de hidrocarburos. Generalmente se distinguen las siguientes:

a) Hidrocarburos saturados.

Los hidrocarburos saturados son considerados como Parafinas, isoparafinas y naftenos. Las olefinas (alquenos) y los alquinos no están presentes en los crudos, pero pueden aparecer en algunas fracciones como consecuencia de tratamientos térmicos y catalíticos a los que son sometidas en refinerías. Las n-parafinas de alto peso moléculas tienen un efecto importante sobre la viscosidad ya que cristalizan con facilidad incluso a temperaturas superiores al ambiente formando suspensiones. Las

isoparafinas de mismo número de átomos de carbono presentan puntos de solidificación inferiores (Bouzas I, 2010).

b) *Hidrocarburos aromáticos.*

Los hidrocarburos aromáticos son un tipo de hidrocarburos que se encuentran conformados exclusivamente por cadenas de carbono e hidrógeno que forman un compuesto cíclico (en forma de anillo), estos compuestos presentan enlaces dobles resonantes conjugados (Noguera B, 2020).

2.2 COMPONENTES DE ALTO PESO MOLECULAR DEL PETRÓLEO

2.2.1 Definición y clasificación de las parafinas.

Las parafinas son hidrocarburos pertenecientes a los alcanos, tienen textura cerosa y se encuentran a estado sólido a condiciones atmosféricas normales. Se caracterizan por tener cadenas de carbonos entre C_{18} a C_{60} , lineales (n-alcanos) o ramificadas (iso-alcanos). Su peso molecular varía entre 320 y 800. Están compuestos de carbonos saturados, y su fórmula se representa por C_nH_{2n+2} (Araki M, 2021).

Las parafinas se pueden clasificar en términos de microcristalinas (cristales pequeños) y macrocristalinas (cristales grandes), que dependen de la configuración de su estructura molecular y al número de carbonos que contengan, debido al tamaño de cristales estas pueden presentar mecanismos de daños diferentes (Alfonso y González, 2016).

a) *Parafinas Macrocristalinas.*

Las parafinas macrocristalinas se encuentran comprendidas por parafinas que contienen entre 18 a 30 carbonos en cadena lineal. La estructura molecular que se forma se conoce como macro-cristales, los cuales tienen forma de agujas que al conglomerarse constituyen grandes depósitos de cera que ocasionan diversos problemas en las líneas de producción de pozos petroleros y en la formación. Por esta razón, se produce un aumento de la viscosidad por la aglomeración de grandes

cristales que serán la causa del taponamiento de los poros de la formación o en un punto determinado del sistema de producción, aspecto que depende del punto de cristalización del crudo (Candelo y Carvajal, 2010).

b) ***Parafinas Semi-microcristalinas.***

Las parafinas semi-microcristalinas son productos cuyos puntos de fusión varían aproximadamente entre 60-80 °C. Son hidrocarburos saturados cuyo porcentaje de n-parafinas está comprendido entre el 60 y el 40 % (Mora K, 2019).

c) ***Parafinas Microcristalinas.***

Las parafinas microcristalinas se encuentran en las parafinas que contienen entre 30 a 60 carbonos, con pesos moleculares entre 450 y 800. Son compuestos de cadena lineal con ramificaciones y grupos cíclicos a lo largo de la cadena principal. A diferencia de las ceras parafínicas (macro-cristalinas) sus cristales son pequeños e irregulares lo que hace que no tiendan a aglomerarse, permaneciendo dispersos y sin formar depósitos. No constituyen problemas en las líneas de producción, pero pueden ocasionar reducción de la permeabilidad si se precipitan en la formación debido a su tendencia a adherirse de los granos (Sánchez J, 2003).

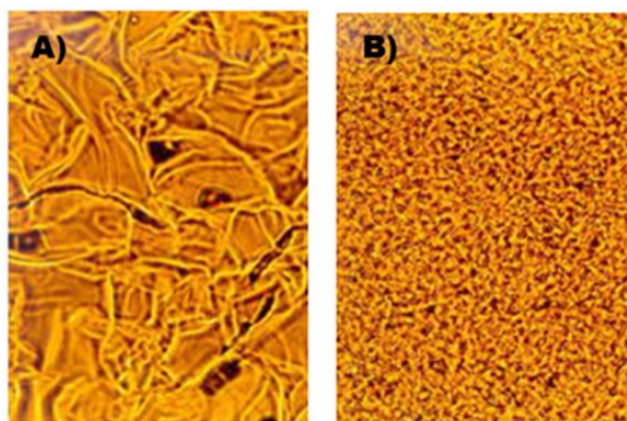


Figura 3. Visualización por medio de microscopio A) parafinas macrocristalinas b) parafinas microcristalinas (Sánchez J, 2003).

2.2.2 Comportamiento de parafinas.

Para la precipitación de parafinas se cumplen las siguientes propiedades:

a) ***Punto de fluidez.***

El punto de fluidez se refiere a la temperatura en el cual el crudo deja de fluir en consecuencia de un aumento de viscosidad, debido a la aglomeración de los

cristales formados durante el proceso de precipitación. El punto de fluidez da una referencia que tiene la parafina para formar cristales, los cuales se irán depositando poco a poco formando redes cristalinas (Lara A, 2018).

b) Punto de fusión

El punto de fusión es la emperatura a la cual la parafina se funde o se convierte en líquido. El punto de fusión de una sustancia dependerá de la fortaleza de las fuerzas intermoleculares, cuando hay una impureza, el punto de fusión descenderá (Durst H, 2021).

c) Punto de cristalización

El punto de cristalización es la temperatura ligada a una determinada presión en que precipita el primer cristal de parafina, la cual depende de la composición del crudo. Cuando la prueba se realiza en un crudo muerto (desgasificado) a presión atmosférica se denomina punto de nube (Mora K, 2019).

d) Punto nube

El punto nube es la temperatura a la que los polímeros o cristales de parafinas comienzan a precipitarse (Seymour y Carraher, 1995).

e) Punto Gel

El punto gel es la temperatura en la cual se inicia la formación de una red cristalina de parafinas generando una fase semisólida en el crudo. Este punto aparece cuando el fluido en reposo se enfría por debajo del punto de fluidez. El valor del punto de gel mide la temperatura de solidificación y se incrementa a medida que el número de carbonos aumenta (Patiño J, 2015).

f) Precipitación de parafinas

La precipitación de parafinas puede explicarse mediante modelos termodinámicos ya que se trata de un equilibrio líquido-sólido. Componentes sólidos de alto peso molecular (parafinas) se encuentran disueltos en componentes de bajo peso molecular. Si el disolvente es alterado por algún efecto termodinámico, la disolución se sobresatura y en consecuencia se produce la deposición en sitios preferenciales a una velocidad definida por la cinética (Bouzas I, 2010).

Después de comenzar la precipitación, se forman partículas con tamaños de aproximadamente 1 micrómetros a través del proceso de agrupamiento, que se llama etapa de floculación. En otras palabras, formación de grandes agregados a partir de agregados más pequeños, se llama floculación. Al final, durante la deposición, las partículas de parafinas se forman en una superficie, por ejemplo, en la pared de una tubería o roca (Shadman et al., 2017).

La deposición se define como la formación y crecimiento de una capa de precipitado. La formación de depósitos de parafina depende es de factores termodinámicos, pero además de términos cinéticos y de la fluidodinámica del crudo que determinan la transferencia de materia y energía entre las fases sólido-sólido y superficie-sólido (Hammami y Ratulowski, 2007).

2.2.3 Factores que afectan a la estabilidad de las parafinas

La cantidad precipitada máxima de asfáltenos varía según las condiciones del fluido y el medio. En teoría, al realizar curvas de precipitación para asfáltenos puros se obtiene un valor de asfáltenos precipitados de una mezcla de hidrocarburos (Herrera C, 2015). A continuación, se describen las variables que afectan la estabilidad de los asfáltenos:

- Efecto de presión sobre la precipitación.
- Efecto de la temperatura.
- Efecto de la composición del crudo.

2.2.4 Deposición de parafinas en líneas superficiales.

La temperatura promedio del petróleo que sale de un pozo es algo más alta que la temperatura del suelo. Por lo tanto, el aceite continúa enfriándose en su viaje a través de la línea de flujo superficial, y puede ocurrir la deposición de cera. Las distribuciones de temperatura calculadas se dan en la Figura 4. Como se puede ver, casi todo el enfriamiento ocurre en los primeros 500 pies de la boca del pozo. Además, el gradiente de temperatura

radial cerca de la pared disminuye rápidamente con la distancia y se vuelve muy pequeño después de unos pocos cientos de pies (Elton y Hunt, 1962).

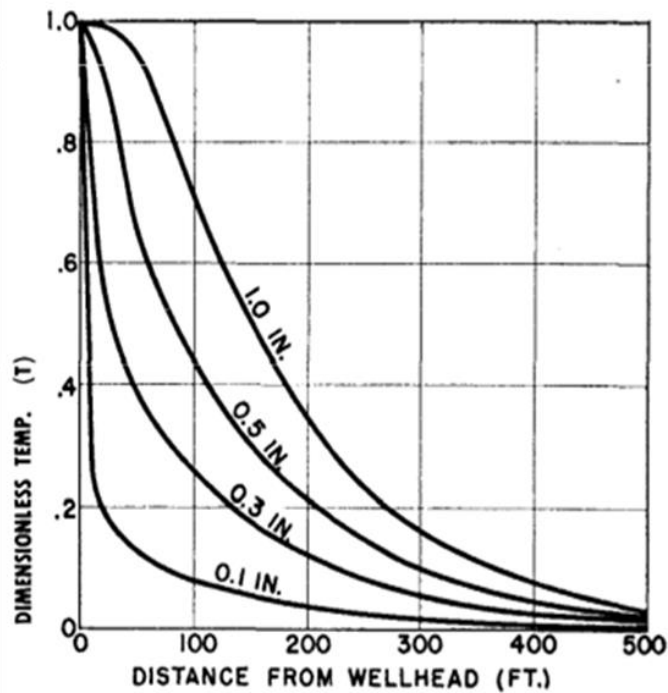


Figura 4. Distribución de temperatura calculada en la línea de flujo superficial, suponiendo temperatura constante (Elton y Hunt, 1962)

Los depósitos sólidos de parafina en las paredes de las tuberías de producción y de transporte de crudos reducen la capacidad de circulación y en algunos casos pueden llegar a obstruir totalmente el área de flujo. En condiciones de reservorio, alta temperatura y presión, las moléculas de parafina se encuentran disueltas en el crudo. Para que ocurra la deposición es necesario que en algún punto del flujo la temperatura alcance valores por debajo de la temperatura en que aparece la cera parafínica (Burbridge et al., 2017).

2.3 INHIBIDORES DE PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS

2.3.1 Definición de inhibidor.

Los inhibidores utilizados para la prevención del asentamiento de parafinas pueden ser considerados también como modificadores de cristales de cera; si un químico afecta a la temperatura de aparición de la cera, se lo denomina inhibidor o modificador de cristales de cera. Estos químicos tienen la habilidad de reducir la tendencia que tienen los cristales de parafinas a unirse; estas sustancias se precipitan y se cristalizan con la cera

y retardan la formación de una red, de esta forma se mejora la movilidad del crudo extraído (González et al., 2010; Kelland A., 2009).

En la figura 5 se aprecia el fenómeno que ocurre en el papel filtro cuando se coloca muestra sin inhibidor, cuando no tiene inhibidor la mancha es más clara, esto se debe a que las resinas que protegen los asfáltenos sufren una ruptura en su cadena, por lo cual, los asfáltenos empiezan a unirse entre sí y dejan de estar en solución con el crudo, dando paso a la precipitación, considerando dicha explicación, los asfáltenos al unirse empiezan a incrementar su tamaño, quedando atrapados en el papel filtro, lo que representa los asfáltenos que precipitan; mientras que los asfáltenos que aún están protegidos por la cadena de resina (puntos negros con rojo) y tienen solubilidad con el n-heptano, son los que tienen la capacidad de pasar la porosidad del papel filtro y son los asfáltenos que se mantendrían en solución en el crudo.

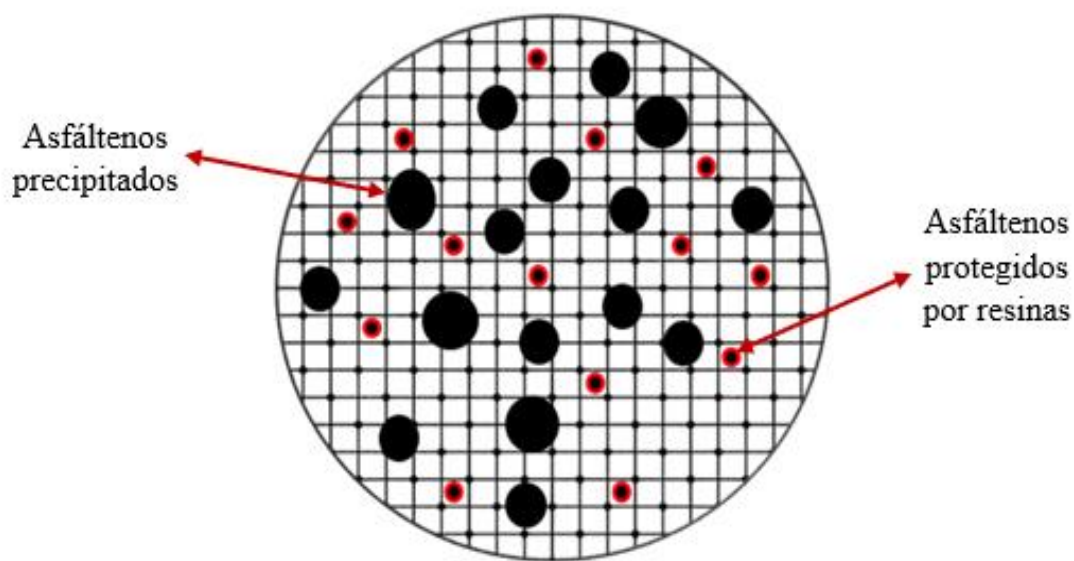


Figura 5. Representación de la precipitación de asfáltenos en el papel filtro para muestras sin inhibidor.

Los asfáltenos que atravesaron la porosidad del papel, son aquellos que están representados en la mancha, al no ser estos en gran cantidad, la mancha es clara.

Con la aplicación de inhibidores, las resinas que protegen a los asfáltenos se fortalecen, prohibiendo que los asfáltenos comiencen a unirse, dependiendo la eficacia del inhibidor mostrada anteriormente, las resinas tendrán la capacidad de proteger mayor o menor cantidad de asfáltenos, es por aquello que en la prueba de la mancha con las

muestras que tenían inhibidores, presentaron color más oscuro dependiendo la eficacia del inhibidor puesto. Como se observa en la figura 6, hay mayor presencia de asfáltenos protegidos por las resinas que al aplicarle n-heptano estas decantan, mientras los asfáltenos que han precipitados quedan retenidos en el papel filtro.

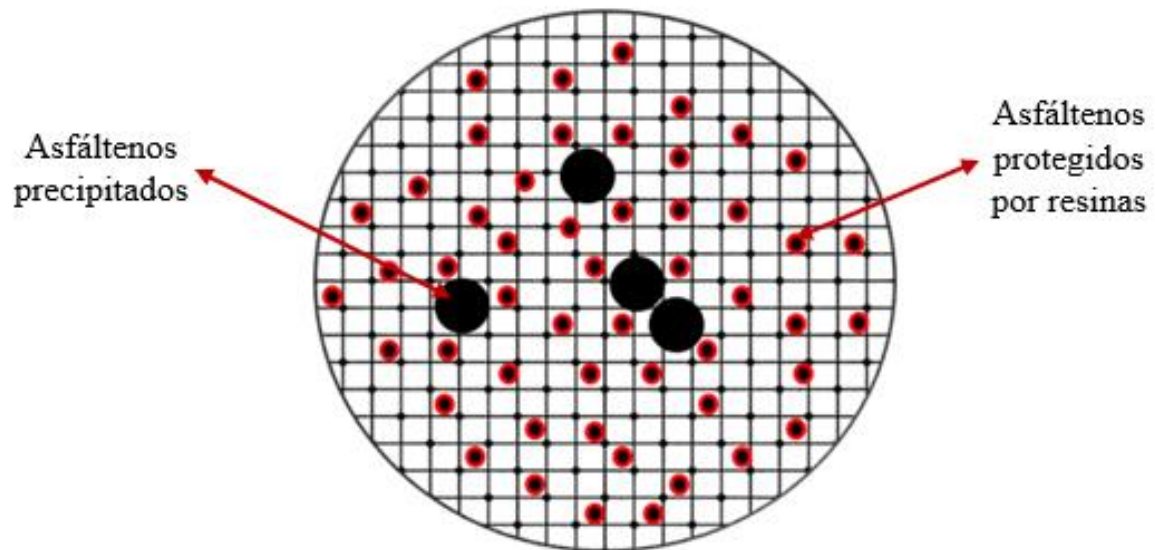


Figura 6. Representación de la precipitación de asfáltenos en el papel filtro para muestras con inhibidor.

2.3.2 Clasificación de inhibidores.

a) Solvente.

La acción del solvente es devolver la solubilidad del petróleo, que se pudo perder debido al escape de gases y disminución de temperatura; algunos de los disolventes utilizados son: pentano, butano, xileno, tolueno, disulfuro de carbono, terpenos, entre otros (Lashkarbolooki et al., 2011).

b) Dispersante.

Esta clase de químico dispersante evita la agregación de ceras orgánicas durante la extracción normal del petróleo; está compuesto por macromoléculas similares a la parafina excepto porque tiene un grupo polar al final de la cadena de carbono, el cual crea fuerzas de repulsión que evita el crecimiento de los cristales de cera (Ochoa I, et al., 2011).

c) Modificador de cristales.

Los modificadores de cristales es un polímero similar a un peine, cuya cadena de alcanos puede co - cristalizar con las ceras de la parafina, estas cadenas permanecen sobre la superficie de cristales de parafina en la fase petróleo, restringiendo su unión, manteniendo los cristales en un tamaño pequeño (Savoy Elisabet et al., 2016).

2.4 PROBLEMAS DE ASENTAMIENTO DE PARAFINA DURANTE LA PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE

2.4.1 Reducción del diámetro de la tubería.

Los crudos parafínicos causan problemas durante la producción de hidrocarburos debido principalmente al depósito de parafina en las paredes de la tubería que reducen su diámetro, restringe el flujo, y la precipitación causa variación en el comportamiento reológico del mismo (Bottía y Ferreira, 2011).

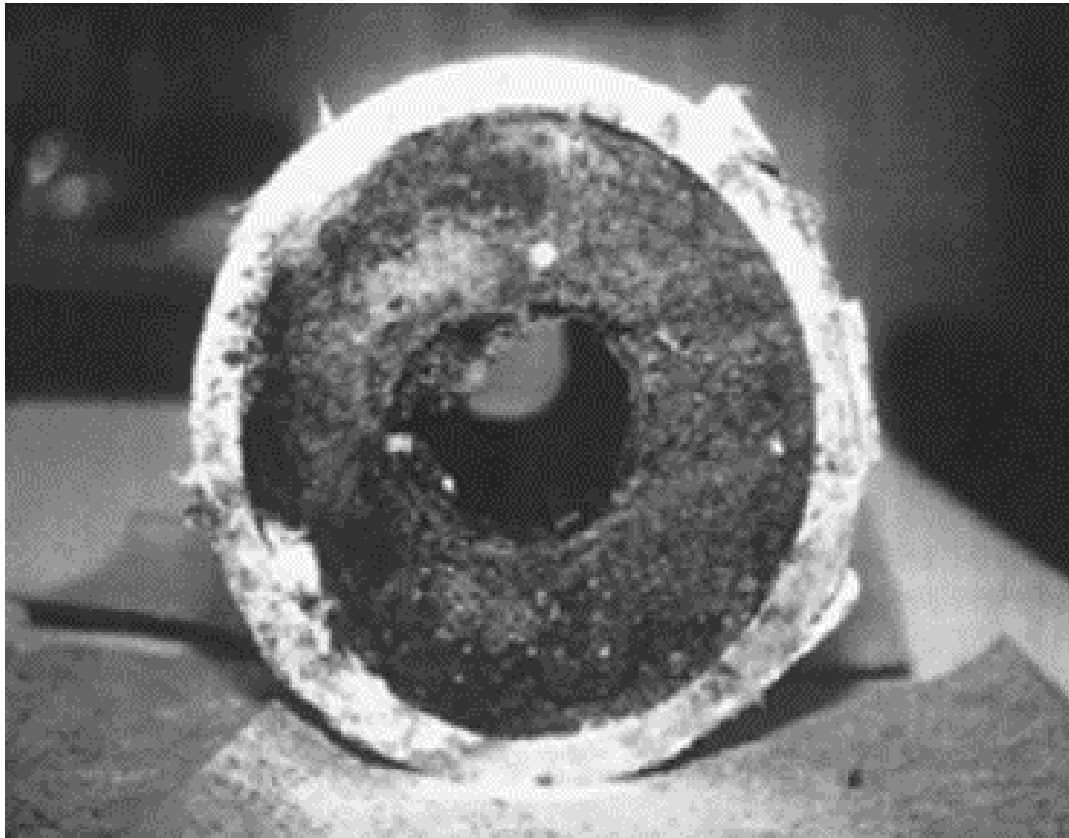


Figura 7. Taponamiento de tubería por parafina (Banki et al., 2008).

2.5 TRATAMIENTOS DE PREVENCIÓN Y REMOCIÓN DE PARAFINAS

2.5.1 Tratamientos de prevención de asentamiento de parafinas.

a) Inhibición magnética de parafina.

Esta técnica usa potentes imanes para forzar la orientación del petróleo hacia un pasaje angosto; la aglomeración de cristales de cera se ve interrumpida por técnicas de campo magnético, que modifican la cinética de la cera precipitada y dificultan que la cera se precipite y se convierta en cristales más grandes (Elkatory et al., 2022).

b) Aceitado en caliente.

El crudo se calienta a una temperatura superior a punto de fusión de la cera, para luego bombearse; el crudo caliente circulado disuelve la cera parafínica (Thota S, Onyeanauna C. 2011).

c) Tratamiento químico.

En los tratamientos químicos se utilizan los diferentes tipos de inhibidores mencionados anteriormente, tales como: solvente, dispersantes y modificadores de cristales.

2.5.2 Tratamientos de limpieza y remoción de parafinas.

a) Pigging.

Este mecanismo es el más utilizado en la industria petrolera, consta en enviar un pistón denominado bala dentro de las líneas de producción, limpiando las líneas y removiendo las parafinas asentadas (Cordell J, Vanzant H. 2003).

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1 MÉTODO DE INVESTIGACIÓN

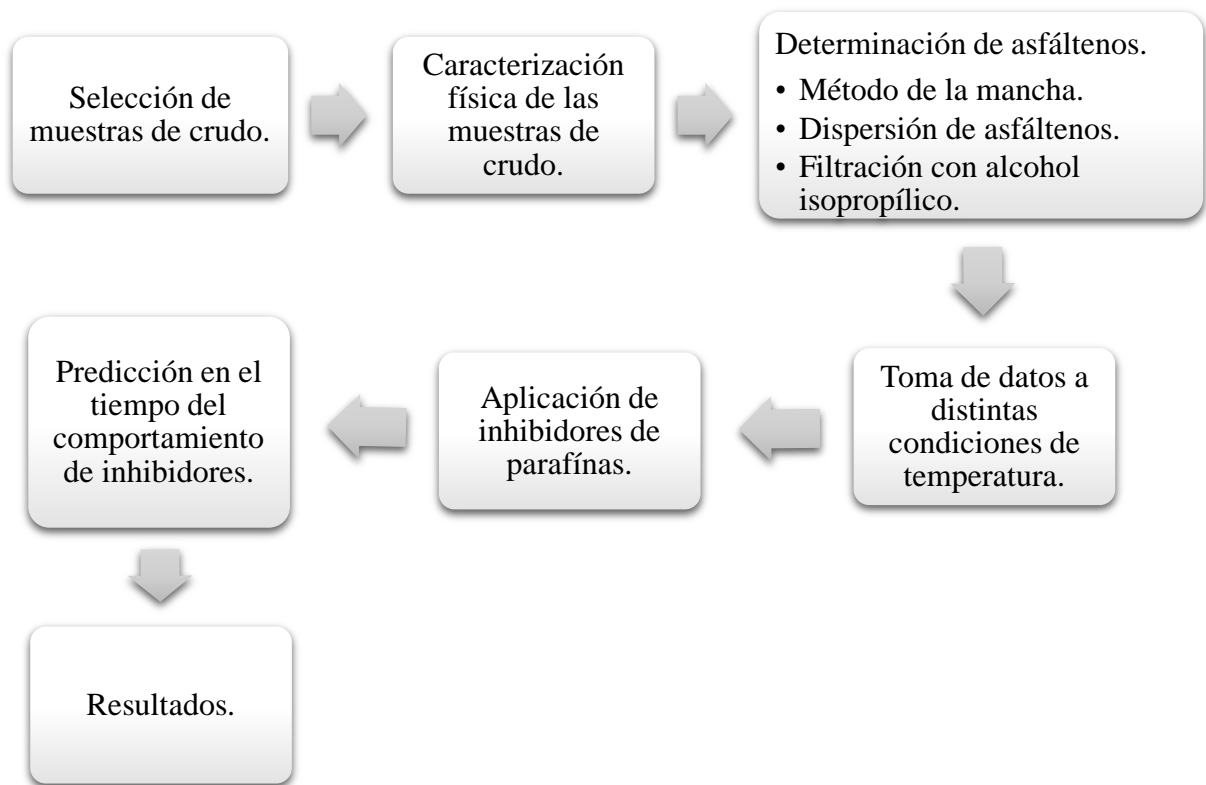


Figura 8. Metodología de investigación aplicada.

3.2 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El enfoque de esta investigación es la caracterización y modificación del asentamiento de asfáltenos en las muestras de crudo de forma cuantitativa y cualitativa, por lo cual, la aplicación del tipo de investigación será de tipo experimental, manipulando así, las variables, muestras y el ambiente en que las pruebas del laboratorio serán realizadas.

3.3 TOMA Y RECOLECCIÓN DE MUESTRA

Las muestras de crudo seleccionadas se deben analizar para conocer la característica física tales como el grado API actual, esto debido a que las muestras en el tiempo de traslado del campo al laboratorio han tenido cambios de temperatura y desgasificación, lo que conlleva a una pequeña alteración en el API de la muestra (Iza A, 2017).

Se agruparán las muestras de crudo evaluando la calidad de las 8 muestras en base a sus grados API, considerando su comportamiento de movilidad en parámetros de viscosidad que se determinaran por medio de pruebas con un viscosímetro de 4 velocidades en revoluciones por minutos (rpm) siendo estas de 6, 12, 30, 60 rpm, promediando el resultado obtenido en cada velocidad obteniendo una viscosidad promedio, cabe mencionar que cada rpm será trabajado en rangos de temperatura de 122 a 176 °F con intervalos de 9 °F para cada muestra, con la finalidad de simular las temperaturas de superficie en las que se trabaja en el campo Armadillo.

3.3.1 Método API.

El principio de este método está fundamentado en que la densidad de un líquido varía directamente con la profundidad sumergida de un cuerpo que se encuentra flotando en el líquido; el cuerpo sumergido para este método será el 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 que la temperatura de equilibrio se haya alcanzado (INEN, 2013).

Una vez se haya tomado la lectura de la densidad, se utiliza la fórmula API mostrada en la ecuación 1, para hallar su valor correspondiente:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\text{densidad relativa @ } 60^{\circ}F} - 131,5 \quad (1)$$

3.4 DETERMINACIÓN DE ASFÁLTENOS

La determinación de la precipitación de parafina se realizará aplicando métodos cualitativos y cuantitativos los cuales son:

1. Método de la mancha ASTM-D4740.
2. Dispersión de asfáltenos.
3. Método de filtración con alcohol isopropílico.

Las muestras de crudo se destilarán en base a lo especificado en la norma ASTM-D6560 para determinar la concentración de asfáltenos en cada muestra, liberando así las moléculas livianas de carbono menores e igual al tetradecano ($C_{14} H_{30}$).

En todas las muestras se aplicarán tres disolventes de diferentes cadenas de carbono, tales como, alcohol isopropílico (IPA) C_3H_8O , pentano C_5H_{12} y heptano C_7H_{16} para la determinación del contenido de asfáltenos a temperaturas de 122 a 158 °F para el IPA y heptano, el pentano será aplicado a una temperatura de 95 °F siendo su punto de ebullición de 96,98 °F, se considerará para los disolventes un error de temperatura de ± 18 °F.

3.4.1 Método de la mancha ASTM-D4740.

El método es utilizado para identificar con rapidez la compatibilidad de la mezcla de hidrocarburos, así como los riesgos de incompatibilidad entre varias corrientes, las cuales presentan diferencias entre su naturaleza química, conllevan a la separación y precipitación de asfáltenos (Ancheyta et al., 2017).

El método de la mancha consiste en cuantificar la cantidad de alcano necesario para provocar la floculación de los asfáltenos de un crudo diluido previamente con tolueno, considerando a la mezcla formada por crudo y aditivo como un crudo para fines del cálculo. El principio de este método consiste en la observación de las manchas hechas por una gota de la mezcla depositada sobre un papel filtro. Si los asfáltenos están bien dispersados, después de secarse, la mancha tendrá un color uniforme. Si los asfáltenos han floculado, los agregados se difusa con menos rapidez en el papel y la mancha exhibe

una aureola central más o menos nítida según los casos (Alayon et al., 2004). En la figura 4, se representan las formas de la mancha.

El procedimiento del método de la mancha explicado por (Flores C., 2018):

- a) Verter 30 ml de cada muestra obtenida en un contenedor apropiado, preparando la mezcla final.
- b) Verter 50 ml de la mezcla final dentro del matraz cónico y ponerlo en baño de calentamiento.
- c) Calentar la mezcla entre 90 a 95 °C entre 15 a 25 minutos.
- d) Instalar el papel de filtro en su soporte y precalentar en el horno por 5 minutos, permitiendo que la temperatura del papel se equilibre con la del horno.
- e) Precalentar la varilla de vidrio al sumergirla y agitar en la mezcla final por 20 segundos. Retirar la varilla, la primera gota caerá dentro del matraz cónico. La segunda gota se depositará en el papel filtro
- f) Secar en el horno el papel filtro con las gotas de muestras a una temperatura de 100 °C durante 1 hora, luego observar el resultado cualitativo de las manchas.

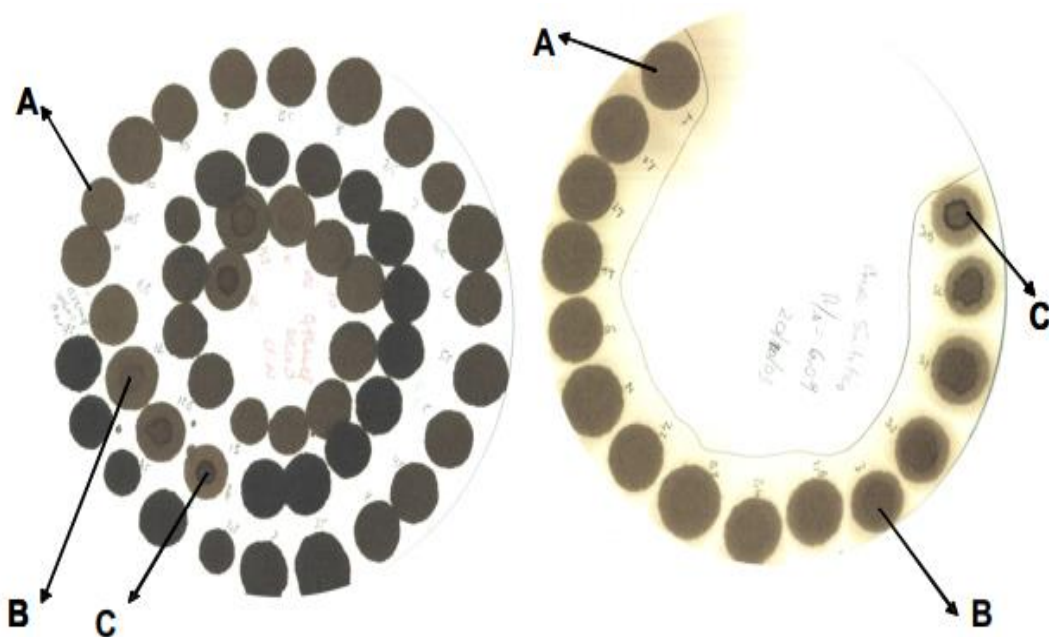


Figura 9. Método de la mancha; (A) asfáltenos dispersos; (B) inicio de floculación de asfáltenos; (C) asfáltenos floculados (Alayon et al., 2004).

3.4.2 Dispersión de asfáltenos.

En la dispersión de asfáltenos se utilizará tolueno y n-hexano como solventes para determinar el porcentaje en masa de los asfáltenos precipitados, de esta forma se obtiene resultados cuantitativos.

Procedimiento de dispersión de asfáltenos:

- a) Se prepara una mezcla de hidrocarburo y tolueno en proporción de volumen 1:1 respectivamente.
- b) En un tubo de ensayo se tiene 10 ml de n-hexano, al cual, se le agregará la mezcla preparada anteriormente.
- c) Se agita por 2 minutos el tubo de ensayo con la mezcla dentro, luego se lo pone en un baño de agua caliente de 40 °C durante 30 minutos.
- d) Centrifugar a 1500 revoluciones por minutos (rpm) por 2 minutos.
- e) Reposar por 10 minutos la mezcla y luego cuantificar la masa de asfáltenos depositados en el fondo del tubo de ensayo.

3.4.3 Método de filtración con alcohol isopropílico.

Con este método se determina el porcentaje en masa de parafina presente en una muestra de crudo.

Procedimiento:

- a) Agregue la cantidad necesaria de muestra de crudo al vaso de precipitado y obtenga la masa de la muestra + masa del vaso de precipitado.

(Considerar que para un crudo de baja viscosidad se necesitarán 2 gramos de muestra, para crudos de viscosidad media se utilizará 1 gramo, por último, para los sólidos o precipitados de parafina, se necesita una muestra de 0,5 gramos).

- b) Añadir 50 ml de alcohol isopropílico (IPA) y calentar a 50 °C, tener en cuenta que el IPA se hará de color amarillo debido a la presencia de parafinas.
- c) Obtener el peso del papel filtro (A) y colocarlo en un embudo Buchner, luego filtrar la muestra con el IPA.

- d) Agregar de nuevo 50 ml y continuar filtrando hasta que el IPA no se torne de color amarillo.
- e) Colocar todo el filtrado en el congelador durante 24 horas para permitir que las parafinas se precipiten.
- f) Obtener la masa de un segundo papel filtro, luego proceder a filtrar la muestra la cual se recomienda realizarlo dentro del congelador y luego dejar secar el papel filtro al ambiente.
- g) Una vez seco el papel filtro, se lo vuelve a pesar para sacar el porcentaje en masa de parafina precipitada, dada en la ecuación 2.

$$\% \text{ de cera} = \frac{\text{masa de parafina recolectada}}{\text{masa de la muestra de crudo inicial}} * 100 \quad (2)$$

3.5 MODELOS DE PREDICCIÓN

3.5.1 Regresión lineal.

El modelo de regresión lineal es una prueba de estadística aplicada a un conjunto de datos para definir y cuantificar la relación ente las variables consideradas. El análisis de regresión permite predecir el valor de una variable dependiente basada en el valor de al menos una variable independiente. En el análisis de correlación, el coeficiente de r es un numero adimensional que esta entre el -1 al +1 (Kumari K., Yadav S., 2018).

El análisis de regresión lineal utiliza la ecuación 3 que describe la línea de mejor ajuste entre variables.

$$y = mx + c \quad (3)$$

Donde:

y: variable dependiente

x: variable independiente

m: pendiente de la línea

c: punto de intersección en el eje de la ordenada

3.5.2 Regresión no lineal.

La regresión no lineal también conocida como regresión polinomial, es un método para encontrar un modelo no lineal para la relación entre la variable dependiente y un conjunto de variables independientes, este método puede estimar modelos con relaciones arbitrarias entre las variables independientes y las dependientes (Figuroa S., 2013). Dada la ecuación 4:

$$y = f(x, \theta) + \varepsilon \quad (4)$$

Donde:

y : variable dependiente

$f(x, \theta)$: función polinomial conocida

ε : errores experimentales

CAPÍTULO IV : ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.4 CARACTERIZACIÓN REOLÓGICA DE LAS MUESTRAS DE CRUDO

4.4.1 Grados API.

En el análisis API de las muestras de crudo del campo Armadillo arrojaron resultados de entre 13,7 a 18,8 °API como se observa en la Tabla 3, en base a los datos obtenidos se determina que las muestras de crudo se clasifican en crudos pesados. Clasificando cada una de las muestras por sus grados API: Grupo 1 muestras A, E y G; Grupo 2 muestras B, F y D; Grupo 3 muestras C y H.

Tabla 3. Grados API de las muestras de crudo.

Muestras	°API
A	18,4
B	15,1
C	13,9
D	16,7
E	18,8
F	14,8
G	18,5
H	13,7

4.4.2 Viscosidad.

Los resultados de viscosidad mostrados en la tabla 4, demuestran que cuando la temperatura incrementa, la viscosidad del crudo disminuye, teniendo así una mejor movilidad y menos resistencia al flujo en la tubería. Sin embargo, las muestras utilizadas no siguen un patrón específico de variación de la viscosidad, esto debido a que tienen diferentes características físicas como: °API y viscosidad demostrados anteriormente. Además, en las muestras “C” y “H” que son de crudos más pesados, mantienen valores con un rango mucho mayor en comparación al resto de muestras.

Tabla 4. Viscosidades de las muestras de crudo.

Temperatura °F	Muestra A μ prom. (Cp)	Muestra B μ prom. (Cp)	Muestra C μ prom. (Cp)	Muestra D μ prom. (Cp)
122	481,25	157,75	565,75	319,50
131	449,50	121,50	318,62	285,50
140	345	104,32	278,46	224,66
149	194	89,02	205,50	135,01
158	181	74,80	199,41	134,40
167	161	59,72	150,22	110,36
176	120	57,72	129,62	88,86

Temperatura °F	Muestra E μ prom. (Cp)	Muestra F μ prom. (Cp)	Muestra G μ prom. (Cp)	Muestra H μ prom. (Cp)
122	193,25	372,75	337,25	758,75
131	158,75	284,75	304,12	352,50
140	126,75	170,75	235,87	386,17
149	95,1	171,75	138,05	239,25
158	76,12	61,82	135,06	239
167	64,6	69,7	112,80	328,75
176	50,1	84	85,05	175,25

En el rango de temperatura de 122 a 158 °F las muestras tienen mayor cambio de viscosidad, por ejemplo, en la muestra “H” y “C” las cuales son crudos pesados más pesados, el intervalo promedio de aumento de viscosidad es de aproximadamente 325 cp, mientras que para el resto de muestra el aumento promedio de viscosidad es aproximadamente de 40 cp, esto debido a, que el intervalo de enfriamiento en dicho rango fue mayor, por lo tanto, la viscosidad de las muestras aumenta por la reducción de la temperatura; caso contrario ocurre en el rango de temperatura de 158 a 176 °F en el cual el intervalo de enfriamiento es menor, debido a un corto periodo de estabilización por alta

temperatura, manteniendo intervalos de viscosidad no mayores a 20 cp a excepción de las muestras “C” y “H” la cual su aumento de viscosidad en ese rango de temperatura no es mayor a 150 cp.

4.5 DETERMINACIÓN DE CONTENIDO DE ASFÁLTENOS PRECIPITADOS

4.5.1 Métodos cuantitativos.

A través de la implementación de este método se busca cuantificar la cantidad de asfáltenos presentes en una muestra virgen (sin alterar). Para la determinación de la cantidad de asfáltenos se implementó el siguiente procedimiento:

Para cada una de las muestras de crudo utilizadas se aplicó los disolventes orgánicos de alto peso molecular, para precipitar las cadenas correspondientes al disolvente. Mediante la determinación del peso del papel filtro se determinó el contenido de asfáltenos representados en las figuras 7, 8 y 9.

En la figura 10 del grupo de muestras 1, se obtuvo que a 158 °F los disolventes aplicados en las muestras tuvieron una mayor concentración de asfáltenos precipitados, siendo estos para la muestra “A” IPA 7,20 % en peso, heptano 39,80%, muestra “E” IPA 8,10%, heptano 48,80 %, muestra “G” IPA 5,96%, heptano 45,17%, determinándose que entre las tres muestras, la de mayor dilución en IPA y heptano es la muestra “E” por lo que se infiere que esta muestra contiene mayor cantidad de cadenas de carbono entre C₃ a C₇. Los hidrocarburos hasta C₅H₁₂ son más volátiles, sin embargo, en las pruebas realizadas se demostró la presencia de cadenas de carbono menores a C₅ al disolver las muestras de crudo con IPA y Heptano.

Al contrario, cuando la temperatura es de 122 °F las concentraciones fueron menores siendo para la muestra “A” IPA 5,80%, heptano 37,40%, muestra “E” IPA 2,20%, heptano 36,60%, muestra “G” IPA 3,31%, heptano 37,59%, observando que a menor temperatura la muestra “A” obtuvo mayor dilución con el IPA y la muestra “G” en heptano, disminuyendo la concentración de asfáltenos precipitados a medida que aumenta la temperatura.

La aplicación del pentano tuvo mayor concentración de precipitados de asfáltenos en la muestra “A” con 21,40% seguido de la muestra “G” con 20,17%, siendo la muestra “E” con 15,20% de menor concentración con este disolvente.

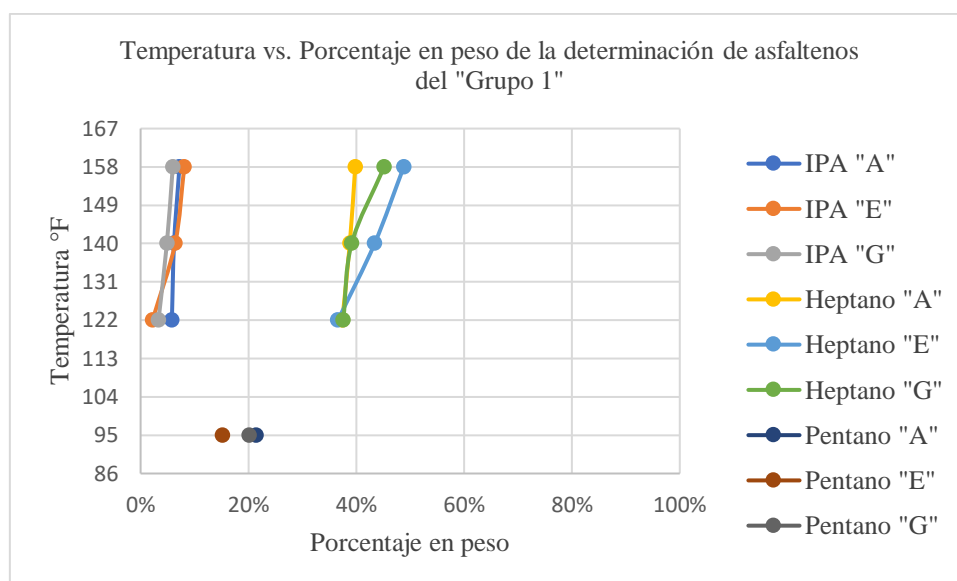


Figura 10. Representación gráfica de la temperatura Vs el porcentaje en peso de la determinación de asfáltenos del grupo 1 de las muestras “A”, “E” y “G”.

En la figura 11 del grupo de muestras 2 obtenemos que a 158 °F los disolventes aplicados en las muestras tuvieron una mayor concentración de asfáltenos precipitados siendo estos para la muestra “B” IPA 8,20 % en peso, heptano 39,60%, muestra “F” IPA 8,20%, heptano 48,20 %, muestra “D” IPA 16,40%, heptano 54,20%, observando que entre las tres muestras, la de mayor dilución en IPA y heptano es la muestra “D” dando indicio a que esta muestra contiene mayor cantidad de cadenas de carbono entre C₃ a C₇.

Mientras que la temperatura es de 122 °F, las concentraciones fueron menores siendo para la muestra “B” IPA 5,20%, heptano 19,80%, muestra “F” IPA 1,20%, heptano 40,80%, muestra “D” IPA 12,20%, heptano 37,40%, observando que a menor temperatura la muestra “F” obtuvo mayor dilución con el heptano, teniendo mayor cantidad de cadenas de carbono entre C₃ a C₇, por otra parte la muestra “D” obtuvo mayor dilución con el IPA teniendo mayor cantidad de cadenas de carbono de C₃, aumentando su concentración de asfáltenos a medida que aumentaba la temperatura.

La aplicación del pentano tuvo una mayor concentración de precipitados de asfáltenos en la muestra “B” lo que da indicio que existen mayores cadenas de carbono

menores de C₅ aproximadamente el 21,00% del contenido precipitado, seguido de la muestra “D” con presencia de C₅ aproximadamente el 18,20% del total de muestra; siendo la muestra “F” de menor concentración con este disolvente con el 1,20% del contenido total de muestra.

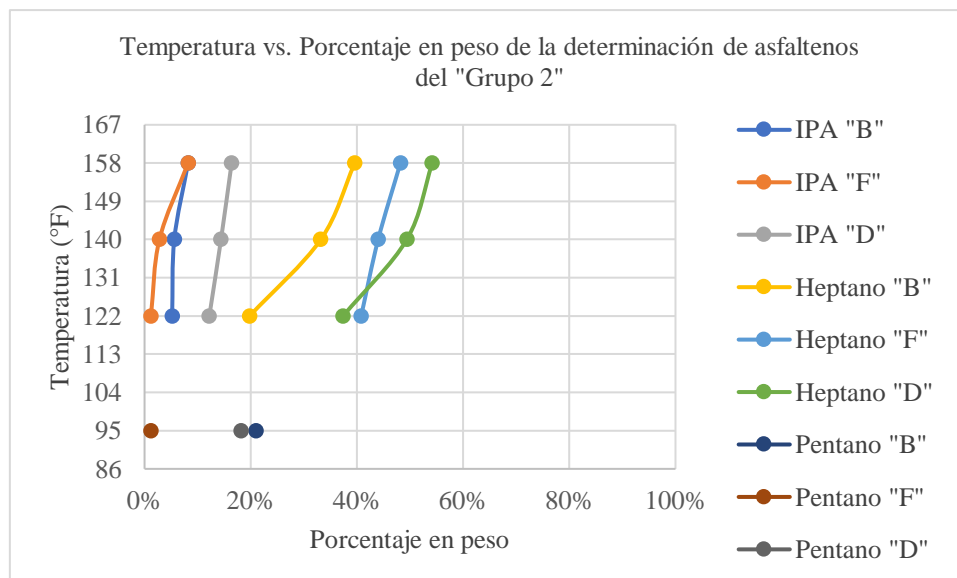


Figura 11. Representación gráfica de la temperatura Vs el porcentaje en peso de la determinación de asfaltenos del grupo 1 de las muestras “B”, “F” y “D”.

En la figura 12 del grupo de muestras 3, se obtuvo que a 158 °F los disolventes aplicados en las muestras tuvieron mayor concentración de asfaltenos precipitados siendo estos para la muestra “C” IPA 4,01 % en peso, heptano 39,20%, muestra “H” IPA 4,40%, heptano 48,80 %, observando que, entre las dos muestras, la de mayor dilución en IPA y heptano es la muestra “H” dando indicio a que esta muestra contiene mayor cantidad de cadenas de carbono entre C₃ a C₇.

Al contrario, cuando la temperatura es 122 °F las concentraciones fueron menores siendo para la muestra “C” IPA 1,60%, heptano 19,80%, muestra “H” IPA 1,20%, heptano 38,40%, observando que a menor temperatura la muestra “H” obtuvo mayor dilución con el heptano, teniendo mayor cantidad de cadenas de carbono entre C₃ a C₇, por otra parte la muestra “C” obtuvo mayor dilución con el IPA teniendo mayor cantidad de cadenas de carbono de C₃, aumentando su concentración de asfaltenos a medida que aumentaba la temperatura.

La aplicación del pentano tuvo mayor concentración de precipitados de asfáltenos en la muestra “C” con 11,60% seguido de la muestra “H” con 4,40%, siendo la muestra “H” con 1,20% de menor concentración con este disolvente.

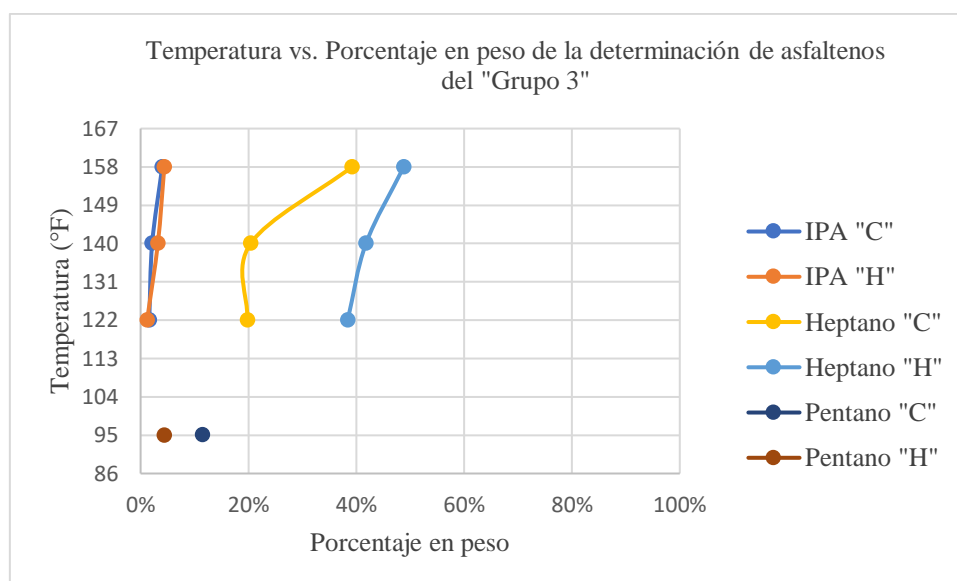


Figura 12. Representación gráfica de la temperatura Vs el porcentaje en peso de la determinación de asfáltenos del grupo 1 de las muestras “C”, “H”.

4.6 APLICACIÓN DE INHIBIDORES

Los inhibidores se les dio la siguiente denominación: *mixture* (DCSP-2101), *polyolefin ester* (DCSP-2102), *polymer* (DCSP.2103), *dodecylbenzensulfonic acid/ethanolamine salt* (DCSP-2104).

4.6.1 Muestra A.

En la figura 13 se observa que los inhibidores DCSP-2103 y 2104 comienzan en 122 °F con eficacias muy similares, siendo estas de 21% y 23% respectivamente. A 140°F la eficacia del DCSP-2104 fue hasta un 28%, teniendo mejor reacción en comparación al otro inhibidor (DCSP-2103) que solo aumentó el 1% con respecto a su eficacia en 122 °F, sin embargo, desde los 140 a 158 °F el DCSP-2103 comienza a tener mejor reacción con el crudo, incluso teniendo mejor eficacia a 158°F que el DCSP-2104 que con el incremento de temperatura no deja de ser eficiente pero la tendencia de mejora es menor que la del DSCP-2103. Dando indicio que a mayor temperatura el DCSP-2103 tiene la capacidad de mantener mayor porcentaje de asfáltenos en solución.

Los inhibidores DCSP-2101 y 2102 a 122 °F mantienen una misma eficacia de 62%, sin embargo, con el aumento de temperatura el DCSP-2102 comienza a tener considerablemente mejor eficacia en comparación al DCSP-2101, teniendo una diferencia del 10% a 158 °F siendo el DCSP-2102 el mejor inhibidor con 79% de eficacia, manteniendo en solución la mayor cantidad de asfáltenos, precipitando solo un 21% de asfáltenos.

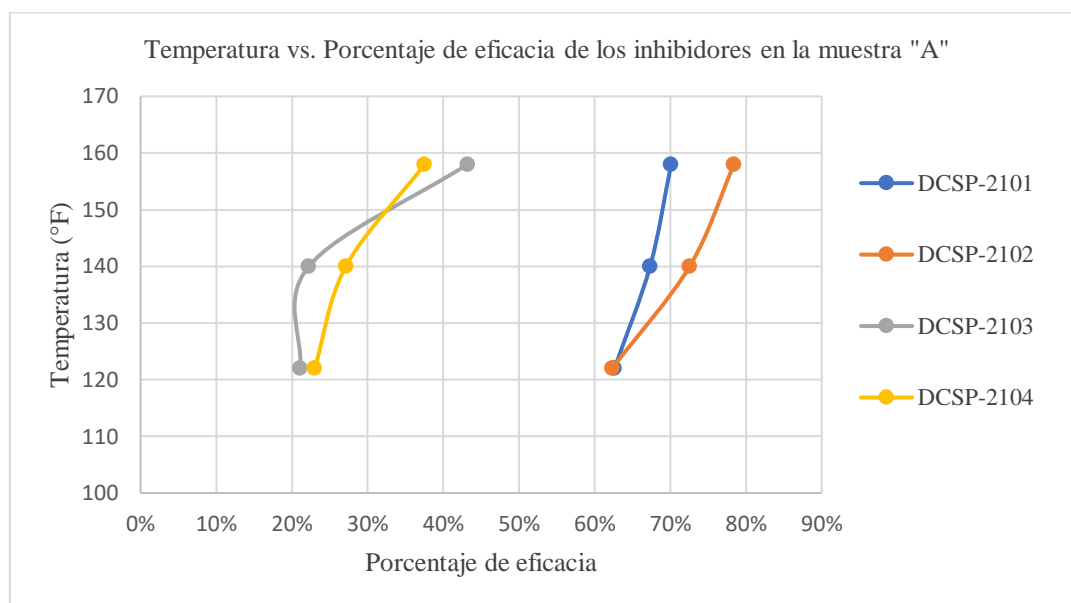


Figura 13. Eficacia de aplicación de inhibidores en la muestra "A".

4.6.2 Muestra B.

La figura 14 muestra la aplicación del inhibidor DCSP-2104, el cual, fue el menos eficiente de todos los inhibidores aplicados en la muestra "B", manteniendo en solución el 19% de asfáltenos en el crudo a 122 °F, incrementando solo el 10% de eficacia a 158 °F.

Los inhibidores DCSP-2101, 2102 y 2103 fueron más eficientes para este tipo de crudo, teniendo eficacia mayor al 60% hasta el 76%, siendo el DCSP-2102 el inhibidor más eficiente, manteniendo en solución el 76% de asfáltenos. El inhibidor DCSP-2103 varía 2% en los tres intervalos de temperatura con respecto al DCSP-2102, siendo el segundo inhibidor que mejores resultados da. El inhibidor DCSP-2101 en el rango de temperatura de 122 a 144 °F mantiene la tendencia de incremento de eficacia similar a

los otros dos inhibidores teniendo 2% menos que el DCSP-2103, sin embargo, entre los 144 a 158 °F la tendencia cambia un poco, variando 9% con respecto al DCSP-2103.

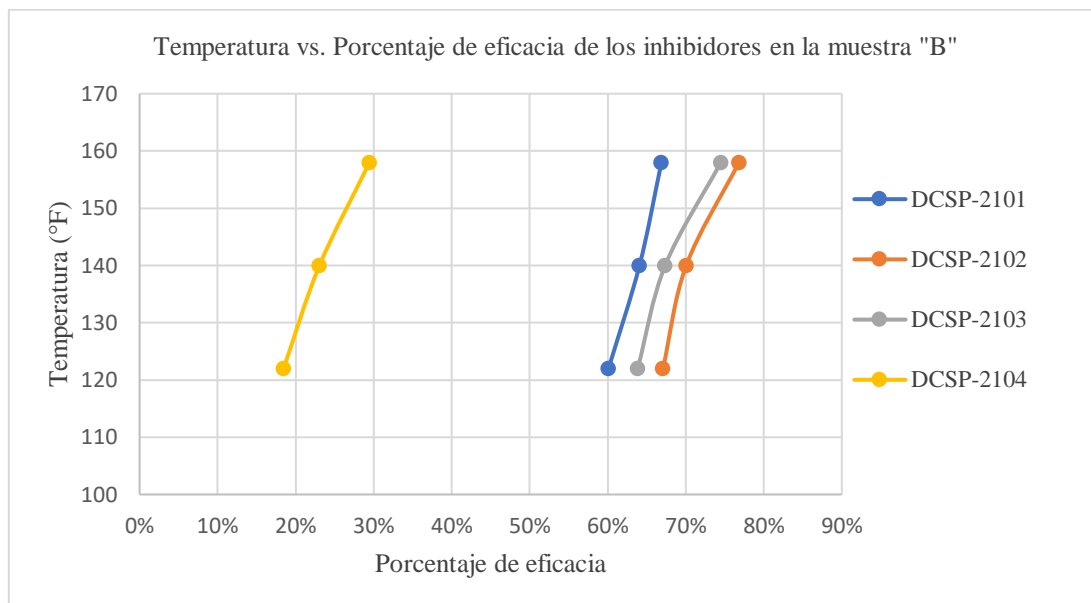


Figura 14. Eficacia de la aplicación de inhibidores en la muestra "B".

4.6.3 Muestra C.

En la figura 15 se observa el comportamiento de los inhibidores aplicados en la muestra "C", en la cual, el inhibidor DCSP-2103 es el que menos eficacia demostró con respecto a los otros inhibidores aplicados en la muestra "C", manteniendo el 11% de los asfáltenos en solución en el crudo a 122 °F, mientras que el 89% precipita, sin embargo, a 158 °F se tiene una eficacia del 15%. En comparación al resto de muestras, existe un indicio que el inhibidor DCSP-2103 no tenga una considerable eficacia en crudos más pesados

En las muestras anteriores el inhibidor DCSP-2104 es el que menos eficacia tuvo, sin embargo, en esta muestra de crudo este inhibidor, es el tercer inhibidor que más eficacia está mostrando, teniendo un 34% de eficacia a 122 °F, aumentando notablemente a medida que la temperatura se incrementa, precipitando el 66% de asfáltenos en el crudo, esto sugiere a que el inhibidor DCSP-2104 tenga mejor eficacia en crudos más pesados; seguido del inhibidor DCSP-2101 teniendo un 37% de eficacia a 122 °F y un 63% de asfáltenos precipitados en el crudo estos resultados dan indicios de que el inhibidor DCSP-2104 tiene una menor eficacia en crudos más pesados.

El inhibidor DCSP-2102, continúa dando indicios de ser el que mejor actúa en las muestras, a medida que aumenta la temperatura, mejora considerablemente en comparación al resto, manteniendo en solución el 51% de los asfáltenos en el crudo a 158 °F.

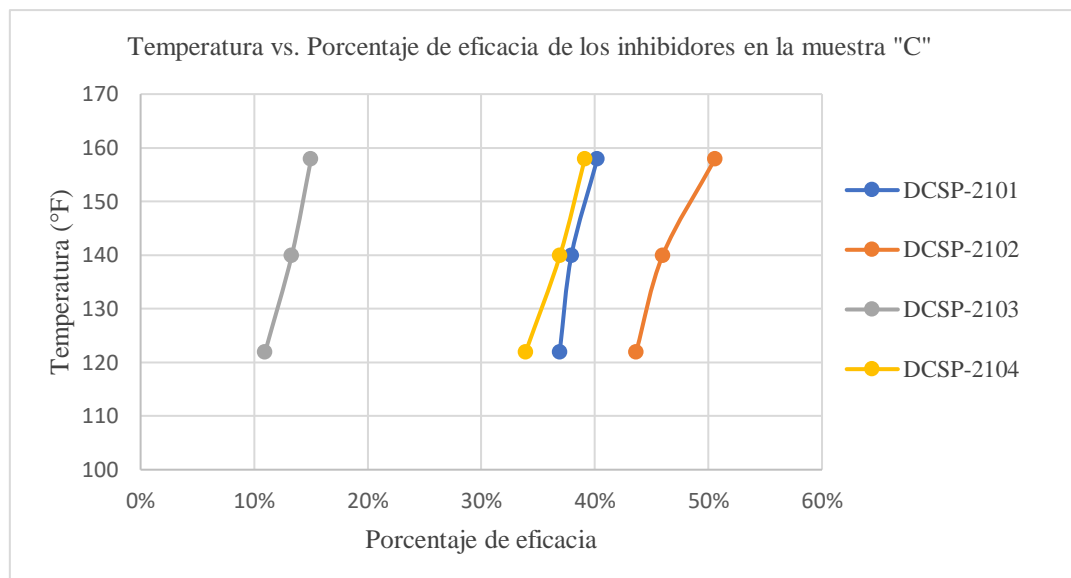


Figura 15. Eficacia de la aplicación de inhibidores en la muestra "C".

4.6.4 Muestra D.

En la figura 16 se muestra el comportamiento de los inhibidores aplicados en la muestra D, en la cual, se observa que dicho comportamiento es disperso, es decir, las eficacias para cada inhibidor aplicados en la muestra "D" no son similares entre sí, en comparación de las muestras anteriores en la que existía una relación cercana entre inhibidores.

Los inhibidores DCSP-2101, 2102 y 2104 a 122 °F tienen una eficacia de 51%, 62% y 9% respectivamente para la muestra D, a pesar de tener eficacias considerablemente dispersas, el comportamiento de estos tres inhibidores, mantienen un mismo patrón, siendo este el incremento de 9% de eficacia a la temperatura 158 °F, el comportamiento que tienen los inhibidores para esta muestra puede estar dado a la interacción que tienen los inhibidores para este tipo de crudo.

El inhibidor DCSP-2103 tiene un comportamiento diferente al resto, teniendo a 122 °F una eficacia del 21%, con el incremento de temperatura el inhibidor tiene una

mayor reacción en comparación a los otros inhibidores, dando como resultado un 43% de eficacia a 158°, sin embargo, no es el que mejor resultados arroja, debido a que el inhibidor dos es el que mejor mantiene los asfáltenos en solución.

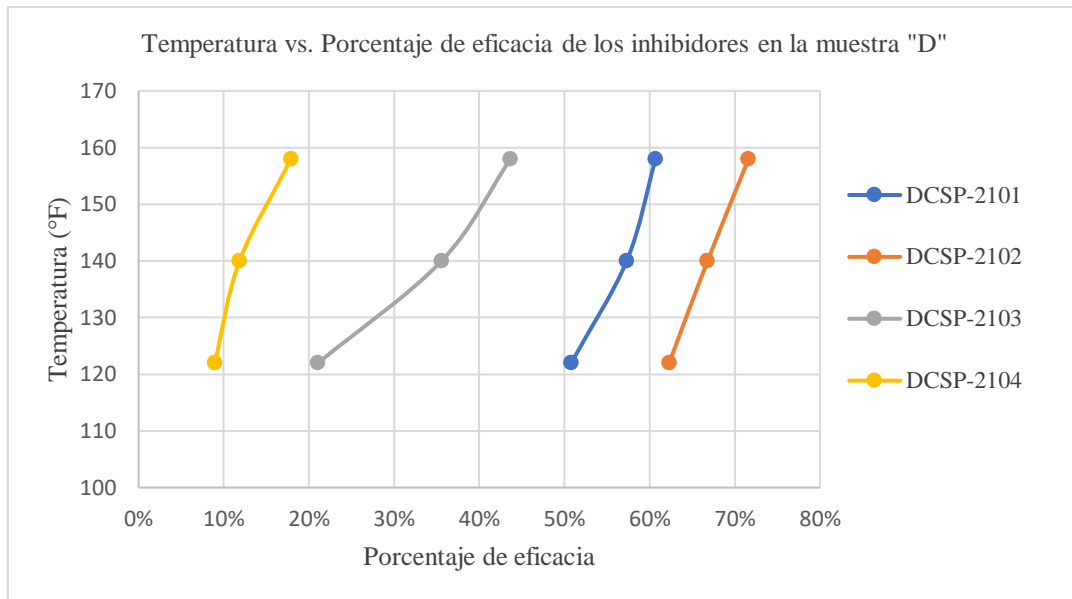


Figura 16. Eficacia de la aplicación de inhibidores en la muestra "D".

4.6.5 Muestra E.

En la figura 17 se muestran la eficacia de los inhibidores aplicados en la muestra "E", en este caso está por debajo del 52% a pesar de que la muestra "E" tiene características físicas similares a la muestra "A" en la cual los inhibidores tuvieron alta eficacia.

Respecto al inhibidor DCSP-2103 y 2104 a 122 °F mantienen la misma eficacia del 7%, con el incremento de temperatura, ambos inhibidores tienen mejor capacidad de tener en solución los asfáltenos, sin embargo el inhibidor DCSP-2103 tiene una mejor reacción con la muestra de crudo, teniendo una notable diferencia de 25% de eficacia a 158 °F en comparación del DCSP-2104 que solo alcanzó el 11% a la misma temperatura, dando indicio de que el DCSP-2103 incrementa su eficacia en un porcentaje mucho mayor a medida que la temperatura se incrementa.

El comportamiento de los inhibidores DCSP-2102 y 2103 mantienen un comportamiento lineal, siendo estos los más eficientes para esta muestra, manteniendo en

solución el 40% y 24% de asfáltenos respectivamente a 122 °F, mientras que a 158 °F ambos inhibidores mejoraron en un 14%.

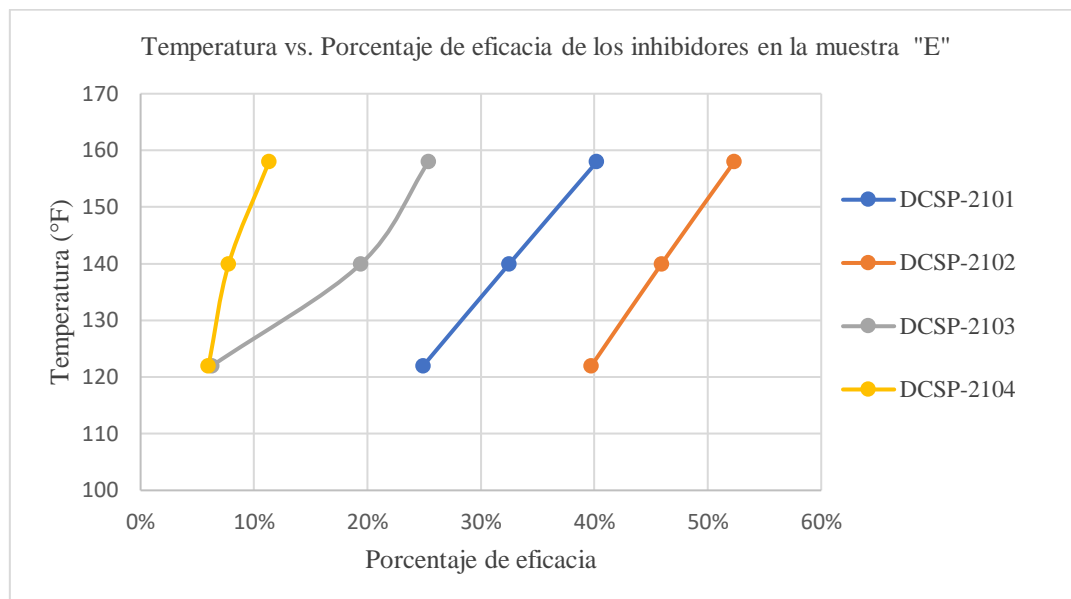


Figura 17. Eficacia de la aplicación de inhibidores en la muestra "E".

4.6.6 Muestra F.

En la figura 18 el comportamiento de los inhibidores aplicados en la muestra F es muy diferente al resto de muestras, por ejemplo, los inhibidores DCSP-2101, 2103 y 2104 a 122 °F están agrupados teniendo una misma eficacia del 5%, siendo estos los menos eficientes hasta los 140 °F que se mantienen agrupados con la diferencia del 1% cada uno, esto da indicio que entre 120 a 140 °F el 95% de asfáltenos se estaría precipitando, sin embargo, el DSCP-2103 después de los 140°F hasta los 158°F tiene una notable mejora de eficacia llegando hasta el 30% en comparación a los otros dos inhibidores que solo llegaron hasta el 7%, comprobando que el DSCP-2103 tiene mejor reacción con el crudo cuando se incrementa la temperatura, permitiendo la precipitación del 70% de asfáltenos presentes en el crudo.

El inhibidor DCSP-2102 es el que mejor reacción tiene como se observa en la figura 8, está muy disperso en comparación a los otros inhibidores, por ejemplo, a 122 °F mantiene en solución el 20% de los asfáltenos, sin embargo, a medida que la temperatura se incrementa, la eficacia del inhibidor también tiene mejoras notables, permitiendo que

a 158 °F se precipite solo el 35% de asfáltenos, manteniendo el 65% de asfáltenos en solución en el crudo.

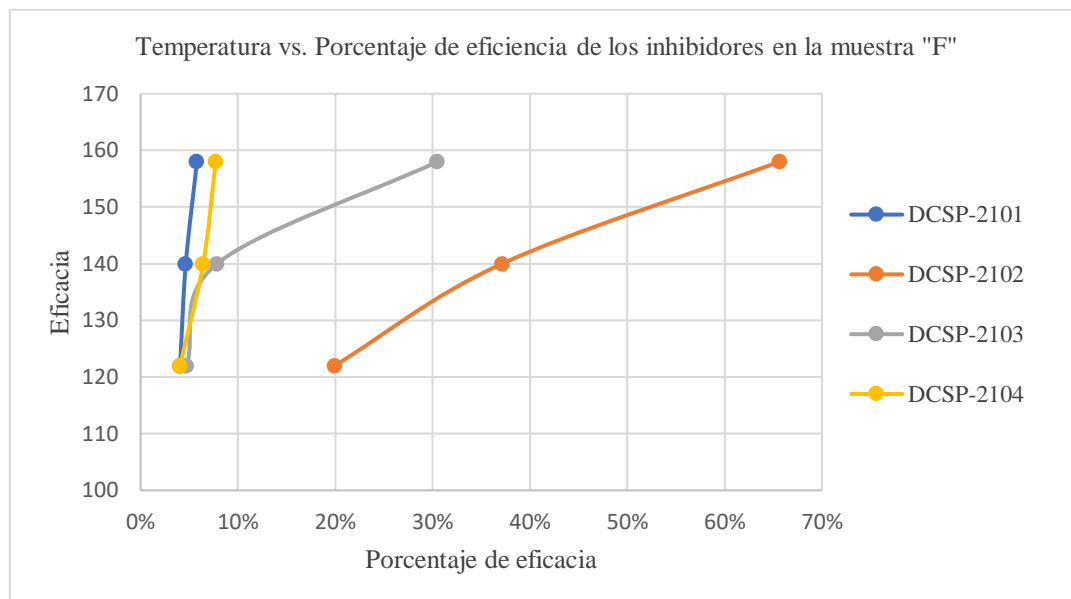


Figura 18. Eficacia de aplicación de inhibidores en la muestra "F".

4.6.1 Muestra G.

En la figura 19 se observa el comportamiento de los inhibidores aplicados en la muestra "G" donde a 158°F la eficacia del DCSP-2103 fue de un 39%, teniendo mejor reacción en comparación al inhibidor DCSP-2104 que disminuyó el 8% en efectividad del inhibidor, sin embargo, el inhibidor DCSP-2103 comienza a tener mejor reacción con el crudo, incluso teniendo mejor eficacia a 158°F que el DCSP-2104 que con el incremento de temperatura no deja de ser eficiente pero la tendencia de mejora es menor que la del DSCP-2103. Dando indicio que a mayor temperatura el DCSP-2103 tiene la capacidad de mantener mayor porcentaje de asfáltenos en solución.

Los inhibidores DCSP-2101 y 2102 a 122 °F mantienen una eficacia de 43% y 60% de efectividad respectivamente, donde con el aumento de temperatura el DCSP-2102 comienza a tener considerablemente mejor eficacia en comparación al DCSP-2101, teniendo una diferencia del 16% a 158 °F siendo el DCSP-2102 el mejor inhibidor para esta muestra con 68% de eficacia, manteniendo en solución la mayor cantidad de asfáltenos, precipitando un 31% de asfáltenos.

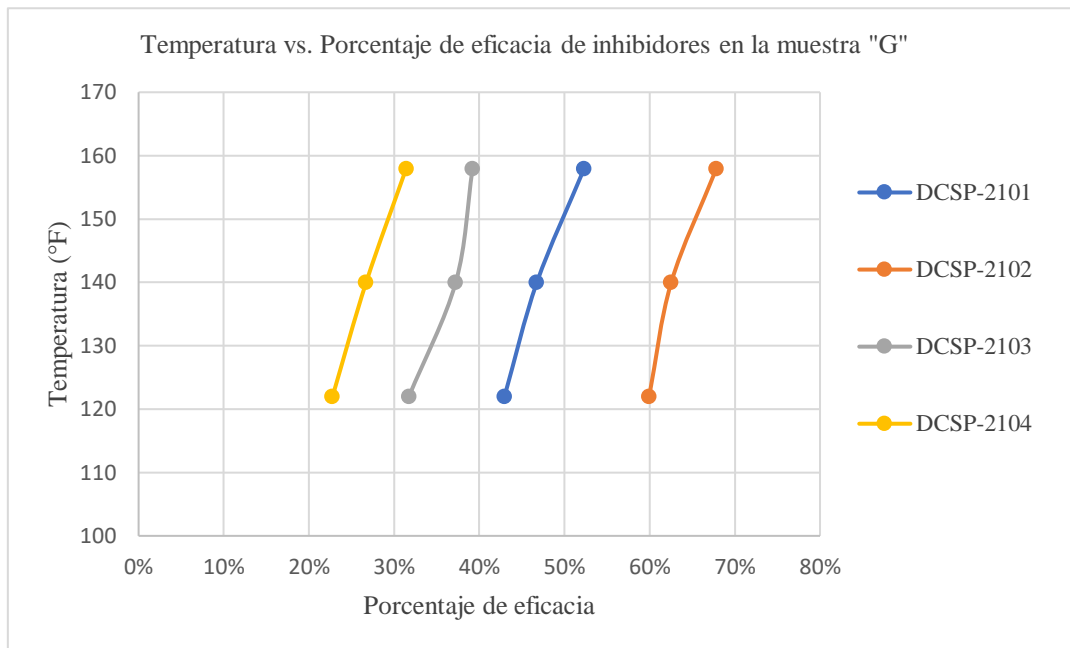


Figura 19. Eficacia de aplicación de inhibidores en la muestra "G".

4.6.2 Muestra H.

En la figura 20 se observa el comportamiento de los inhibidores aplicados en la muestra "H", en la cual, el inhibidor DCSP-2103 es el que menos eficacia demostró, manteniendo el 4% de los asfáltenos en solución en el crudo a 122 °F, mientras que el 96% precipita, sin embargo, a 158 °F se tiene una eficacia del 18%.

En las muestras anteriores el inhibidor DCSP-2104 es el que menos eficacia tuvo, sin embargo, en esta muestra de crudo este inhibidor, es el segundo que más eficacia está mostrando, teniendo un 23% de eficacia a 122 °F, aumentando notablemente a medida que la temperatura se incrementa, teniendo la capacidad de mantener en solución el 42% de asfáltenos en el crudo, estos resultados dan indicios de que el inhibidor DCSP-2104 se comporta de menor manera en crudos más pesados, a diferencia de las otras muestras.

El inhibidor DCSP-2102, continúa dando indicios de ser el que mejor actúa en las muestras, en este caso a pesar de que a 122 °F tiene la misma capacidad de eficacia que el DCSP-2104, a medida que aumenta la temperatura, mejora considerablemente en comparación al resto, manteniendo en solución el 52% de los asfáltenos en el crudo.

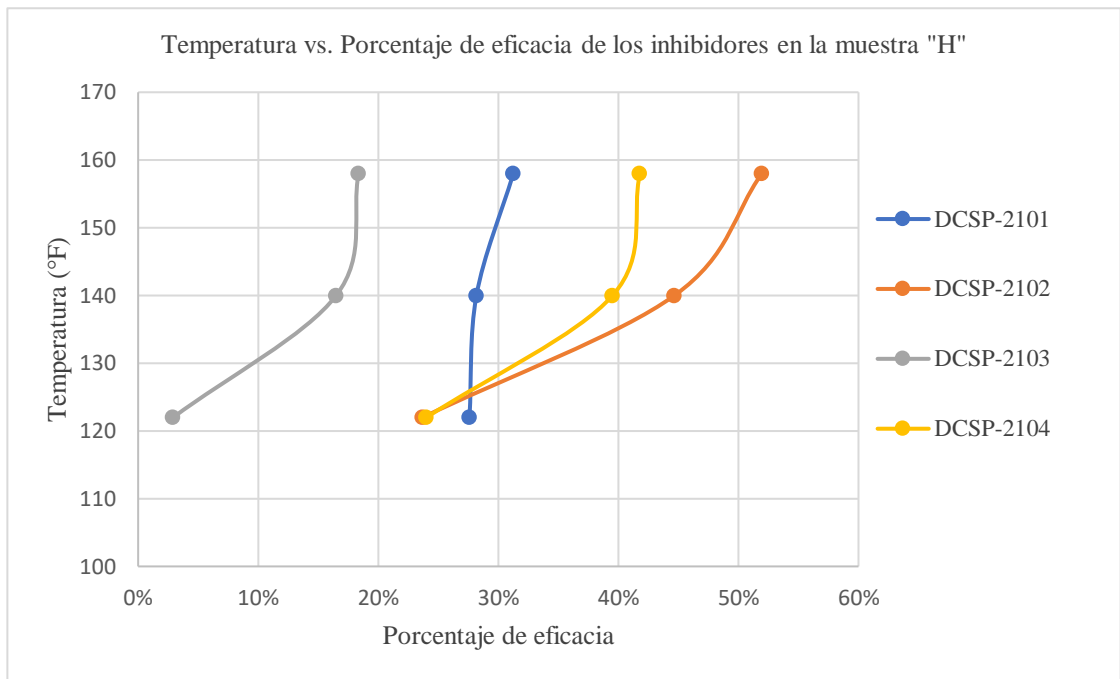


Figura 20. Eficacia de aplicación de inhibidores en la muestra "H".

4.6.3 Método cualitativo.

En la figura 21 se muestra las manchas de asfaltenos y parafinas, la muestra "A" que no contiene inhibidor, es decir muestra virgen, presenta manchas de color marrón claro y en el centro aureolas un poco más oscuras, lo que indica presencia de asfaltenos en la muestra aproximadamente entre un 30% al 40% de contenido en peso de asfaltenos; mientras que al lado derecho de la imagen (b), se muestra las manchas con respecto a las parafinas, la característica en estas manchas es el color de fondo que tiene cada mancha la cual indica presencia de parafina, por ejemplo, para la muestra "A" la cual no tiene un color muy oscuro, dando indicio de no tener alto contenido de parafinas siendo este aproximadamente del 7% de contenido en peso de parafina, mientras que la muestra "D" al tener un color más oscuro, da indicio a que tenga mayor contenido en peso de parafinas de aproximadamente 17%. (Ver Anexos).

En la figura 22 se muestra las manchas provenientes de las muestras de crudos a las que se les aplicó el inhibidor DCSP-2103 en la cual las manchas de asfaltenos (a) son más oscuras en comparación a las mostradas en la figura 22, por ejemplo, la mancha de la muestra "A" que tiene inhibidor, muestra una aureola más oscura, dando indicio en que mayor cantidad de asfaltenos está en solución, mientras que en la mancha de parafina (b),

en la muestra "F" se observa una mancha más clara en comparación a la muestra "F" sin inhibidor, lo cual indica que existe menor precipitación de parafinas



Figura 21. Prueba de la mancha de parafinas (a) y asfáltenos (b) sin inhibidor.

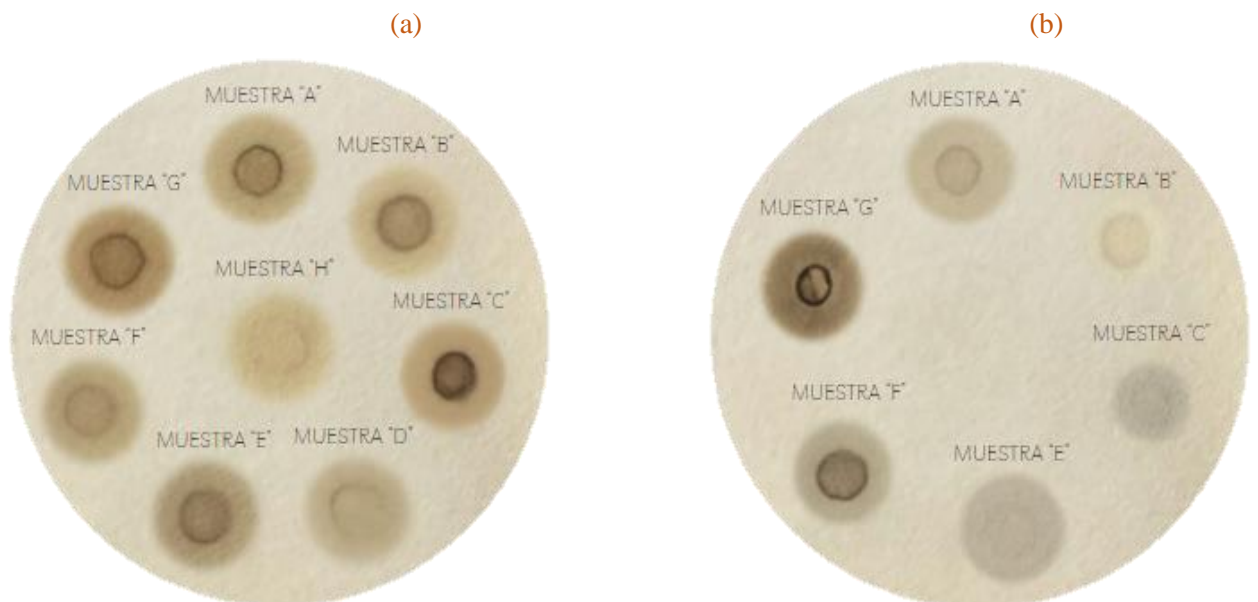


Figura 22. Prueba de la mancha de asfáltenos (a) y parafinas (b) con el inhibidor DCSP-2103.

4.7 ESTIMACIÓN DEL CONTENIDO Y REDUCCIÓN DE ASFÁLTENOS

4.7.1 Estimación del contenido de asfáltenos.

Realizada la estimación del contenido de asfáltenos en las muestras de crudo trabajadas, podemos estimar la concentración de estos compuestos orgánicos en crudos más pesados y livianos considerando la clasificación de sus grados API. En la figura 23 se muestra los valores dispersos del contenido de asfáltenos de las 8 muestras de crudo utilizadas, las cuales están representadas con el color azul, a su vez se obtuvo la línea de tendencia representada por la línea azul; sin embargo, el coeficiente de determinación fue de 0,100 por lo que se le realizó un ajuste con el modelo de regresión no lineal en la que el coeficiente de determinación fue de 0,9999.

El ajuste que se realizó está representado en color naranja, la cual da una mejor predicción, teniendo que para crudos por encima de 19 °API el contenido de asfáltenos precipitados será menor al 28%, mientras que, en crudos de mayor peso, por debajo de los 13 °API, el contenido de asfáltenos precipitados sería mayor al 66%.

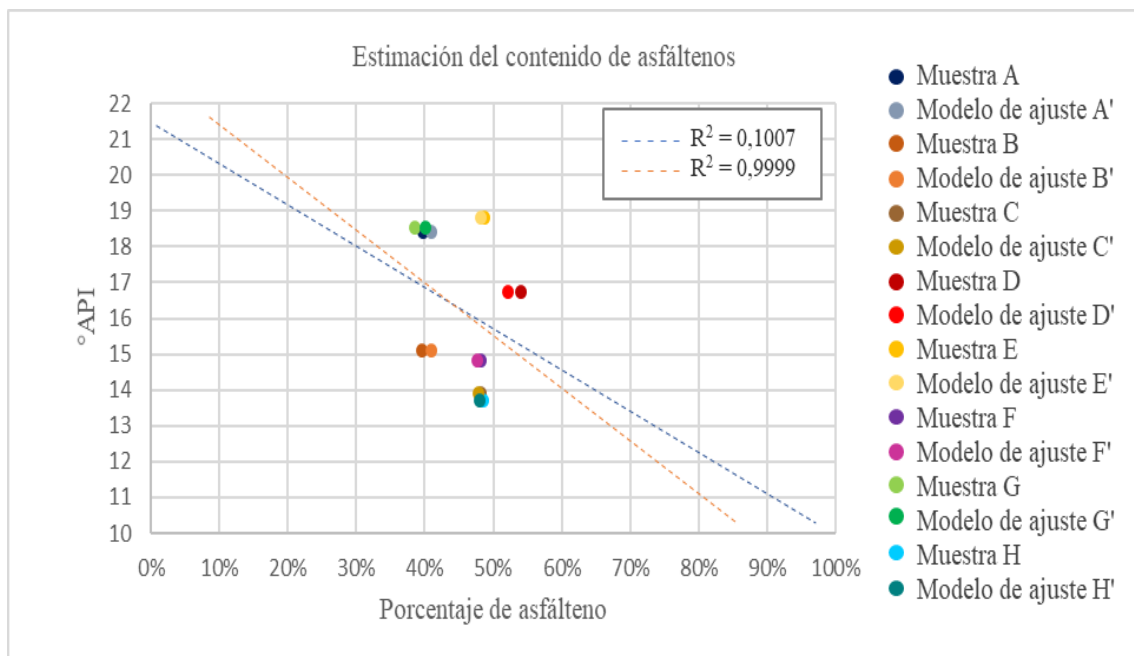


Figura 23. Estimación del contenido de asfáltenos en crudos de 10 a 21 °API.

4.7.2 Inhibidor DCSP-2101.

En la figura 24 se proyectó la eficacia del inhibidor DCSP-2101 para crudos de entre 13 a 20 °API, con los datos obtenidos respecto a la eficacia del inhibidor para cada muestra de crudo, se realizó una proyección lineal representada por la línea de color azul, sin embargo, el coeficiente de determinación daba como resultado 0,2033, por lo cual, se procedió a realizar el ajuste con la regresión no lineal, teniendo mejora en el coeficiente de determinación el cual tuvo un valor de 0,9996, ajustando los datos representados de color naranja, para tener una mejor proyección.

Se consideraba que el inhibidor DCSP-2101 funcionaría para crudos menores de 13 °API, sin embargo, en la proyección muestra considerablemente una ineficacia, por ejemplo, en crudos menores e igual a 14 °API el inhibidor no funcionaría.

Al contrario, el inhibidor proyecta mejor eficacia en cuanto el crudo es de menor peso.

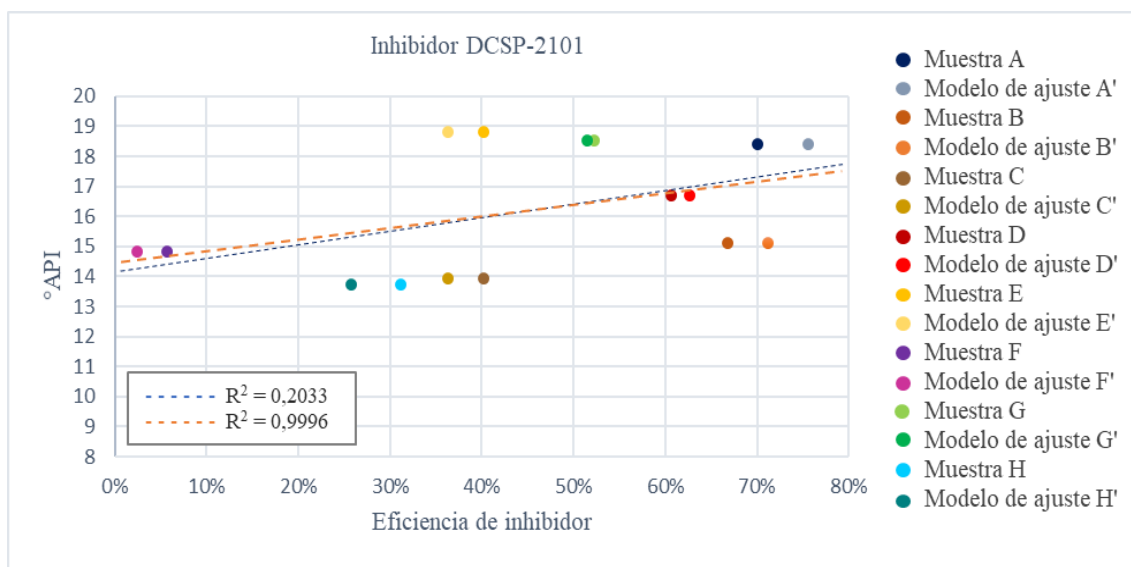


Figura 24. Estimación de la reducción del contenido de asfáltenos para crudos de 10 a 20 °API con el inhibidor DCSP-2101.

4.7.3 Inhibidor DCSP-2102.

En la Figura 25 se detalla la proyección realizada para la eficacia del inhibidor DCSP-2102 en crudos de 11 a 20 °API, la cual se realizó la proyección representada de

color azul, en base a los datos obtenidos en las pruebas, sin embargo, el coeficiente de determinación fue de 0,07 por lo cual se procedió a realizar el ajuste del modelo con regresión no lineal cuya representación está de color naranja, el valor del coeficiente de determinación para el ajuste del modelo fue de 0,9991.

Se proyecta que el comportamiento del inhibidor DCSP-2102 no es eficiente en crudos menores e igual a 11 °API debido a que demuestra una eficacia del 0%, sin embargo, para crudos de entre 12 a 13 °API empieza a proyectar eficacia de 10% al 20% respectivamente.

En la proyección detallada se observa que entre más liviano sea el crudo, mejor eficacia tiene el inhibidor, por ejemplo, por encima de los 15,5 °API, el inhibidor tendrá la capacidad de mantener en solución el 50% de asfáltenos, mientras que a 19,1 °API la eficacia del inhibidor será del 90%, permitiendo la precipitación del 10% del contenido de asfáltenos presentes en ese tipo de crudo.

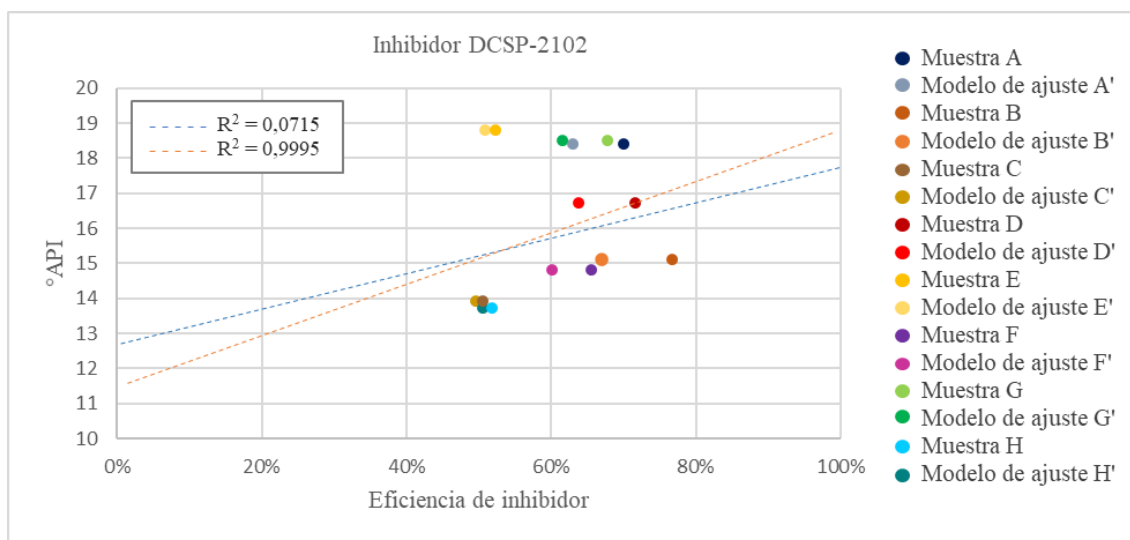


Figura 25. Estimación de la reducción del contenido de asfáltenos para crudos de 10 a 20 °API con el inhibidor DCSP-2102.

4.7.4 Inhibidor DCSP-2103.

En la figura 26 se detalla la proyección realizada con regresión lineal simple para el inhibidor DCSP-2103 en base a los resultados con las 8 muestras de crudo, la cual está representada por la línea azul, sin embargo, el valor del coeficiente de determinación fue

de 0,0409, por lo cual se procedió a realizar el ajuste con la regresión no lineal representada en la línea de color naranja, teniendo una mejor proyección en la que el coeficiente de determinación fue de 0,9995.

En el ajuste de proyección se determinó que el inhibidor DCSP-2103 no funcionaría para crudos menores e igual a 15,5 °API, sin embargo, en las muestras trabajadas de 13,9 y 13,7 °API el inhibidor tuvo eficacia de 15% a 20%. Al contrario que para crudos mayores a 17 °API se estima que el inhibidor tendrá la capacidad de mantener en solución el 50% de los asfáltenos.

Los datos obtenidos en las muestras trabajadas con este inhibidor arrojaron datos muy dispersos en comparación a los otros inhibidores. Por ello se da el indicio que el inhibidor si puede tener eficacia a crudos menores del 14,5 °API.

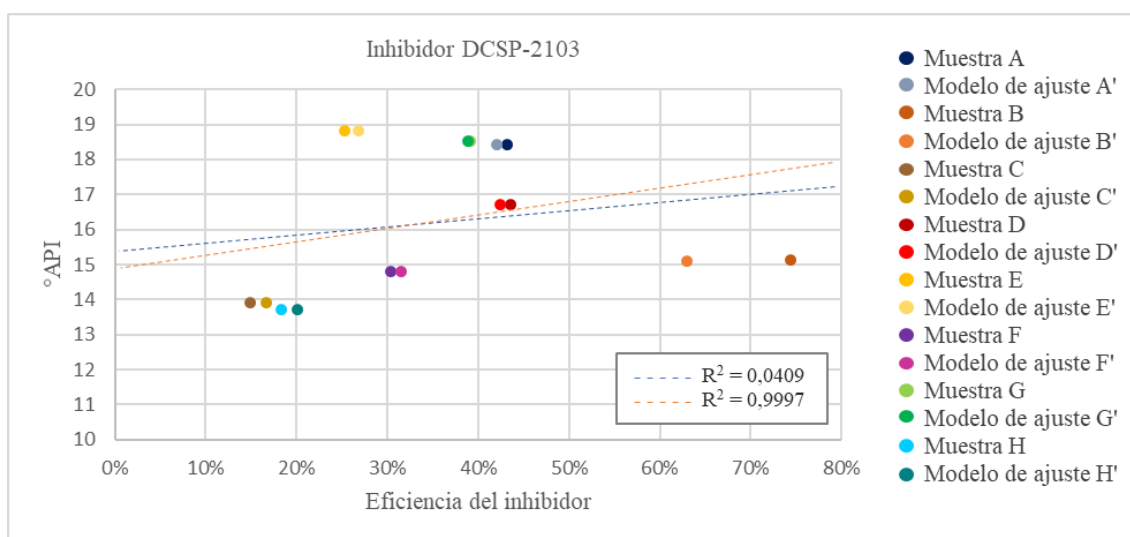


Figura 26. Estimación de la reducción del contenido de asfáltenos para crudos de 10 a 20 °API con el inhibidor DCSP-2103.

4.7.5 Inhibidor DCSP-2104.

En la figura 27 se muestra la proyección del inhibidor DCSP-2104 con respecto a las 8 muestras trabajadas, la cual está representada con la línea azul, sin embargo, el coeficiente de determinación fue de 0,1448, por lo cual se procedió a realizar el ajuste con el modelo de regresión no lineal representada con la línea naranja, la cual tuvo un coeficiente de determinación de 0,9999.

El inhibidor DCSP-2104 muestra un comportamiento diferente al resto de inhibidores, teniendo una tendencia decreciente, sin embargo, esto demuestra que para crudos más pesado el inhibidor tendrá mejor eficacia, por ejemplo, para crudos menores a 15 °API el inhibidor infiere a mantener en solución el 50% de los asfáltenos; para crudos menores a 12,5 °API el inhibidor tendría la capacidad de mantener el 100% de los asfáltenos en solución.

Al contrario que los demás inhibidores, el inhibidor DCSP-2104 infiere a no tener eficacia en crudos mayores a 18 °API, demostrando que tendría el 0% de eficacia.

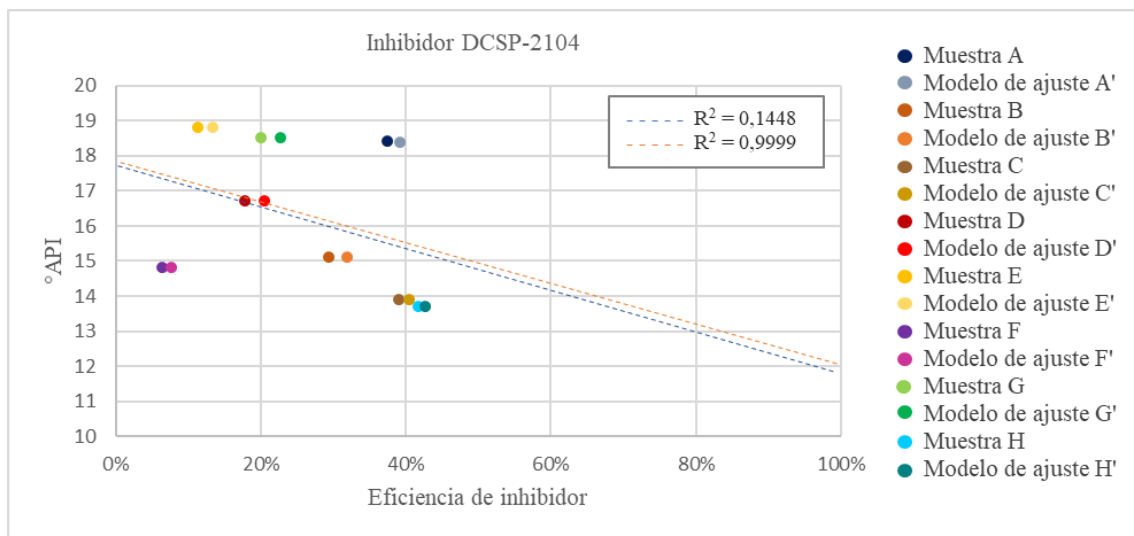


Figura 27. Estimación de la reducción del contenido de asfáltenos para crudos de 10 a 20 °API con el inhibidor DCSP-2104.

4.8 ESTIMACIÓN DE LA REDUCCIÓN DEL ASENTAMIENTO DE ASFÁLTENOS EN EL CAMPO ARMADILLO

En el primer capítulo se detalló que la producción promedio del campo Armadillo es de 1500 bpd teniendo el 0,5% de contenido de asfáltenos, para ello se promedió las 8 muestras de crudo, teniendo como resultado un promedio de 16,24 °API, considerando aquello, se comparó el promedio con todas las muestras, determinando que la muestra “D” con 16,7 °API es la más aproximada al promedio, por lo cual, se escogió la eficacia de todos los inhibidores con respecto a la muestra “D”, para así realizar la estimación de la reducción del asentamiento de asfáltenos del campo Armadillo.

Primero se calcula el contenido de asfáltenos con respecto a la producción detallado en la ecuación 5:

$$(BPD) * (\% \text{ de asfaltenos}) = 1500 \text{ bpsd} * 0,5\% = 7,5 \text{ bpd de asfálteno} \quad (5)$$

En la tabla 5 se observa, la estimación de la reducción del asentamiento de asfáltenos con respecto a la eficacia de cada inhibidor, a su vez la estimación diaria se proyectó en un mes, es decir, se estimó cuantos barriles de asfáltenos no precipitaron y formaron parte de la solución líquida, además se realizó una estimación económica, utilizando el precio promedio del barril por día (bpsd) en el mes de enero del 2023, siendo este de \$80 bpsd.

Al estimar la eficacia promedio de los inhibidores determinamos que el inhibidor DCSP-2101 tiene una eficacia del 60,7% lo que nos refleja que este inhibidor mantiene en solución 4,6 Bpsd de asfáltenos no precipitados en el crudo, generando una ganancia de \$10,926.00 mensual. Realizando la misma proyección para los demás inhibidores, el inhibidor DCSP-2102 es el que mejor eficacia demostró, teniendo en solución 5.4 Bpsd de asfáltenos, precipitando 2,1 bpsd de compuestos de alto peso molecular, generando mensualmente \$1,965.60 más que el inhibidor DCSP-2101. A diferencia del inhibidor DCSP-2103 donde la ganancia disminuyó en \$5,031.00 por mes, lo que infiere que este inhibidor es menos eficaz que los dos inhibidores mencionados, manteniendo en solución 3,3 bpsd de asfáltenos de los 7,5 que precipitaban cuando no se aplicaba el inhibidor, es decir, solo está precipitando 4,2 bpsd de asfáltenos, logrando mantener en el crudo menos asfáltenos no precipitados en solución. Sin embargo, el inhibidor que menos ganancia presenta es el inhibidor DCSP-2104 con una eficacia de 17,90% logrando mantener en solución 1.3 Bpsd de asfáltenos, precipitando 6,2 bpsd de asfáltenos en el crudo siendo un 42,8% menos eficaz que el inhibidor DCSP-2101 y generando una ganancia de tan solo \$3,222.00 mensual, lo cual equivale mensualmente \$7,704.00 de menos ganancia que el inhibidor DCSP-2101.

Tabla 5. Estimación de la reducción del asentamiento de asfáltenos para el campo Armadillo, con la aplicación de los cuatro inhibidores.

Inhibidores	Eficacia	Bpd de asfáltenos	Estimación de la reducción (Bpd)	Estimación de barriles por mes	Estimación económica mensual
DCSP-2101	60.70%	7.5	4.6	136.6	\$ 10,926.00
DCSP-2102	71.62%	7.5	5.4	161.1	\$ 12,891.60
DCSP-2103	43.67%	7.5	3.3	98.3	\$ 7,860.60
DCSP-2104	17.90%	7.5	1.3	40.3	\$ 3,222.00

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

Las ocho muestras seleccionadas para este estudio estuvieron en un intervalo de 13,7 a 18,8 °API, corroborándose que las muestras trabajadas son crudos pesados en base a la clasificación de los crudos según su gravedad API.

En la estimación de las 8 muestras de crudo del porcentaje en peso del contenido de asfáltenos precipitados con respecto al volumen total de la muestra, se obtuvo lo siguiente: para la muestra “A” el 39,8%p, muestra “B” el 39,6%p, muestra “C” el 39,2%p, muestra “D” el 54,2%p, muestra “E” el 48,8%p, muestra “F” el 48,2%p, muestra “G” el 45,17%p y la muestra “H” el 48,8%p de contenido de asfáltenos, siendo para este estudio la muestra “D” la de mayor contenido de asfáltenos.

La representación cualitativa de los asfáltenos se realizó después de que las muestras de crudo fueran destiladas con inhibidor y sin inhibidor, presentando manchas de tonalidades claras en muestras sin inhibidor, a diferencia de las muestras que se les aplicó los inhibidores, la tonalidad de la mancha fue más oscura: demostrando así la suspensión de asfáltenos para cada una de las muestras de crudo.

La eficacia promedio de los cuatro inhibidores para el promedio de crudos pesados, fue la siguiente: para el inhibidor DCSP-2021 el 60,7%, DCSP-2102 el 71,62%, DCSP-2103 el 43,67% y DCSP-2104 el 39,6%, siendo el inhibidor DCSP-2102 el que mejor eficacia demostró en todas las pruebas.

La estimación de la reducción del asentamiento de parafinas y asfáltenos en el campo Armadillos, con el uso de inhibidores es de 136,6 barriles mensuales, representando aproximadamente \$ 11,000 por mes.

5.2 RECOMENDACIONES

Mantener el estudio de los inhibidores incrementando el tiempo de reposo del inhibidor en la muestra, analizando el comportamiento de eficacia en la reducción del asentamiento de asfáltenos.

Realizar nuevos estudios del comportamiento de los inhibidores para crudos extrapesados y livianos que permita comprobar la estabilidad y la eficacia de los inhibidores.

Realizar el método de la mancha para cada muestra a trabajarse en un mismo papel filtro con la finalidad de visualizar con mayor facilidad el cambio de tonalidades de una muestra a otra y de un inhibidor a otro.

Analizar el comportamiento de los inhibidores a través del tiempo de reposo en las muestras de crudo por medio de la regresión lineal para tener una proyección más amplia del porcentaje en peso de parafinas y asfáltenos obtenidos en intervalos de tiempo.

Tomar datos de la viscosidad aplicado los inhibidores en las muestras de crudo con la finalidad de obtener datos cuantitativos de la existencia o no de la variación de la viscosidad en las muestras de crudo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alayon, M. (2004). *Asfaltenos, ocurrencia y floculación*. Universidad De Los Andes. Venezuela: Ministerio de Ciencia y Tecnología. https://es.firp-ula.org/wp-content/uploads/2019/06/S369PP_Asfaltenos.pdf
- Alfonso, J. y González, F. (2016). *Gestión integral de tratamientos químicos en fondo de pozo como estrategia para optimizar y/o mantener la performance de producción*. Instituto Tecnológico de Buenos Aires, 10–16. <https://ri.itba.edu.ar/server/api/core/bitstreams/0ce1503c-f6b7-4ad2-af39-5825304eec35/content>
- Araki, M. (2021). *Evaluación del condensado de gas natural (CGN) como solvente de parafinas para crudo liviano*. Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo. Lambayeque: Escuela Profesional de Ingeniería Química, 23-48. <https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/9257>
- Ariza, L., Bottía, H., Ferreira, C., López, S. y Ochoa, I. (2011). *Evaluation of a chemical treatment to control paraffin in oil at Colorado field*. Universidad Industrial De Santander. Colombia: Escuela de Ingeniería de Química. Revista ION, vol. 24, núm. 2, pp. 51-56. https://www.researchgate.net/publication/260775120_Evaluation_of_a_chemical_treatment_to_control_paraffin_in_oil_at_Colorado_field
- ARCH. (2022). *Reporte diario de producción diaria de petróleo y gas natural de campo a nivel nacional*. ARCH.
- Banki, R., Hoteit, H. y Firoozabadi, A. (2008). *Mathematical formulation and numerical modeling of wax deposition in pipelines from enthalpy–porosity approach and irreversible thermodynamics*. International Journal of Heat and Mass Transfer, 51(13–14), 3387–3398. <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2007.11.012>
- Bello, O., Fasesan, S., Teodoriu, C., y Reinicke, K. (2006). *An evaluation of the performance of selected wax inhibitors on paraffin deposition of Nigerian*

- crude oils*. *Petroleum Science and Technology*, 24(2), 195–206.
<https://doi.org/10.1081/LFT-200044504>
- Bouzas, I. (2010). *Determinación de la precipitación de parafinas de crudos de petróleo mediante precipitación fraccionada por transformada (FTIR)*. Universidad Rey Juan Carlos. Escuela Superior de Ciencias Experimentales y Tecnología, 13-21. <https://burjcdigital.urjc.es/handle/10115/11715>
- Burbridge, H., Bacchi, Federico, Scarabino, A. y Raviculé, M. (2017). *Estudio computacional de la deposición de parafinas en tuberías con flujo turbulento*. Asociación Argentina De Mecánica Computacional, 34-51. <https://cimec.org.ar/ojs/index.php/mc/article/view/5256>
- Candelo, A., y Carvajal, B. (2010). *Estudio comparativo de los métodos de control de parafinas para aplicación en el campo colorado*. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga: Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2- 14. <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2010/133663.pdf>
- Chi, Y., Daraboina, N. y Sarica, C. (2016). *Investigation of inhibitors efficacy in wax deposition mitigation using a laboratory scale flow loop*. *Archive Journal*, 62(11), 4131–4139. <https://doi.org/10.1002/aic.15307>
- Colala, E. (2020). *Diseño de un fluido de perforación WBM para la perforación de las secciones intermedia y de producción de los pozos del Campo Armadillo*. Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador: Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, 2. <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/21162>
- Coloma, D. (2012). *Limpieza de parafinas y asfáltenos de los equipos de bombeo electro sumergible (ESP) en operaciones para mejorar la producción*. Universidad Tecnológica Equinoccial, 4-13. Quito, Ecuador. <http://repositorio.ute.edu.ec/xmlui/handle/123456789/6019>
- Cordell, Jim., y Vanzant, Hershel. (2003). *The pipeline pigging handbook*. Clarion Technical Publishers. <http://marineman.ir/wp-content/uploads/2015/07/Jim-Cordell-Hershel-Vanzant-Pipeline-Pigging-Handbook-2003.pdf>
- Dorantes, I. (2010). Efecto de un campo magnético estático sobre la depositación de parafinas bajo condiciones de flujo en pozos del activo cinco presidentes. Universidad Nacional Autónoma de México. México: Facultad de Ingeniería, 12-15. <https://repositorio.unam.mx/contenidos?&q=dorantes>
- Durst, H. (2021). *Química orgánica experimental*. Editorial: Reverté, S. A. Barcelona, España: Universidad de Barcelona, 13-15.

<https://books.google.co.cr/books?id=xigTfEO1a2gC&printsec=copyright&hl=es>

- Ecopetrol S.A. (2014). *El petróleo y su mundo*. Colombia: Unidad de Comunicaciones Corporativas de Ecopetrol. Décimo Segunda Edición, 4-7. <https://www.ecopetrol.com.co>
- Elkatory, M. R., Soliman, E. A., Nemr, A., Hassaan, M. A., Ragab, S., El-Nemr, M. A. y Pantaleo, A. (2022). *Mitigation and Remediation Technologies of Waxy Crude Oils' Deposition within Transportation Pipelines: A Review*. *Polymers*, 14(16), 3231. <https://doi.org/10.3390/polym14163231>
- Elton, B. y Hunt, J. (1962). *Laboratory Study of Paraffin Deposition*. Oklahoma: Petroleum Transactions, 1-4. <http://onepetro.org/JPT/article-pdf/14/11/1259/2213223/spe-279-pa.pdf/1>
- Farías, L. y Merola, V. (2014). *Propiedades de los fluidos del yacimiento*. (pp. 73–79). Editorial Reverté. <https://elibro.net/es/ereader/upse/176159?page=73>
- Figueroa, S. (2013). *Modelo de regresión no lineal*. Universidad De Buenos Aires.
- Flores, C. (2018). *Estudios de Compatibilidad y Estabilidad de Crudos que se Mezclan en Terminal*. Universidad Nacional Autónoma De México, 5-43. <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.10/16155/Estudios%20de%20Compatibilidad%20y%20estabilidad%20de%20crudos%20que%20se%20mezclan%20en%20terminal.pdf?sequence=5&isAllowed=y>
- García, M., Carbognani, L., Urbina, A. y Orea, M. (1998). *Paraffin deposition in oil production. Oil composition and paraffin inhibitors activity*. *Petroleum Science and Technology*, 16(9–10), 1001–1021. <https://doi.org/10.1080/10916469808949822>
- Ghannam, M. T., Hasan, S. W., Abu-Jdayil, B. y Esmail, N. (2012). *Rheological properties of heavy & light crude oil mixtures for improving flowability*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 81, 122–128. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.12.024>
- González, D., Martínez, J., Monti, L., Savoy, E. y Ucan, S. (2016). *Mejora en la productividad de pozos afectados por la deposición de parafinas en Vaca Muerta*. https://www.petrotecnica.com.ar/diciembre16/Petro_6-16/SIN_publicidad/Mejora.pdf

- González, D., Villabona, C., Vargas, H., Ariza, E., Roa, C. y Barjas, C. (2010). *Métodos para el control e inhibición de la acumulación de depósitos parafínicos*. (Vol. 9, Issue 2). Universidad Industrial de Santander. <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistausingenierias/article/view/2067>
- Guzmán, R. (2017). *Evaluación de la estabilidad de asfáltenos de aceites crudos durante su almacenamiento*. Instituto Politécnico Nacional. México, 14-26. <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/23749/Tesis%20Doctorado%20PTA%20Guzm%C3%A1n%20Rodas%2C%20Roque.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Hammami, A. y Ratulowski, J. (2007). *Precipitation and Deposition of Asphaltenes in Production Systems: A Flow Assurance Overview*. In *Asphaltenes, Heavy Oils, and Petroleomics* (pp. 617–660). Springer New York. https://doi.org/10.1007/0-387-68903-6_23
- Herrera, C. (2015). *Modelo de estabilidad de asfáltenos como herramienta para predecir el daño de formación en pozos productores de petróleo con alto contenido de C_{H4} , CO_2 o N_2* . Universidad Nacional De Colombia. Colombia: Departamento de Procesos y Energía, 22-36. <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/55637>
- INEN. (2013). *Norma INEN 2319. INEN*.
- INSST. (2009). *Documentación toxicológica para establecimiento del límite de exposición profesional de la cera de parafina, humos*. DLEP: Documentación Límites de Exposición Profesional, 1-2. <https://www.insst.es/documents/94886/288927/DLEP+09.pdf/5f667c44-b2a4-4c9d-b980-606272ba0df4?version=1.1&t=1565085255566>
- Iza, A. (2017). *Análisis y generación de correlaciones PVT del petróleo y su aplicabilidad en el Ecuador*. Escuela Politécnica Nacional, 3-7. <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/17368>
- Kelland Malcolm A. (2009). *Production Chemicals for the Oil and Gas Industry*. By CRC Press. Second Edition, 25-110. <https://www.routledge.com/Production-Chemicals-for-the-Oil-and-Gas-Industry/Kelland/p/book/9781439873793>
- Kumari, K. y Yadav, S. (2018). *Linear regression analysis study*. Journal of the Practice of Cardiovascular Sciences, 4(1), 33. https://doi.org/10.4103/jpcs.jpcs_8_18

- Lara, A. (2018). *Modelado de la precipitación y formación de parafinas en aceites pesados*. Instituto Politécnico Nacional.
- Lashkarbolooki, M., Esmaeilzadeh, F. y Mowla, D. (2011). *Mitigation of wax deposition by wax-crystal modifier for Kermanshah crude oil*. Journal of Dispersion Science and Technology, 32(7), 975–985. <https://doi.org/10.1080/01932691.2010.488514>
- León, E. A. (2011). *De la caracterización de crudos qué es clave para diagnosticar la precipitación de parafinas*. Revista Fuentes: El Reventón Energético, 9, 3–4.
- Lira-Galeana, C. y Hammami, A. (2000). *Chapter 21 Wax Precipitation from Petroleum Fluids: A Review*. Developments in Petroleum Science, 40 (PART B), 557–608. [https://doi.org/10.1016/S0376-7361\(09\)70292-4](https://doi.org/10.1016/S0376-7361(09)70292-4)
- Ministerio de energía y minas. (2019). *Mapa de bloques e infraestructura petrolera del Ecuador*. Ministerio de energía y minas.
- Mora, K. (2019). *Reducción de la precipitación y depositación de compuestos orgánicos en oleoductos de un campo de la costa ecuatoriana*. Universidad Estatal Península de Santa Elena, 11-23. <https://repositorio.upse.edu.ec/xmlui/handle/46000/5271?show=full&locale-attribute=es>
- Noboa, P. (2019). *Análisis sedimentológico para la generación del modelo estático de la Arenisca U inferior del campo Armadillo*. Universidad Central del Ecuador, 4. <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/19525?mode=full>
- Noguera, B. (2020, septiembre 30). *¿Qué son los hidrocarburos aromáticos?* IQR: Ingeniería Química. <https://www.ingenieriaquimicareviews.com/2020/09/hidrocarburos-aromaticos.html>
- Patiño, J. (2015). *Un Modelo de Daño de Formación por Precipitación de Componentes Parafínicos de*. Universidad Nacional de Colombia. Medellín, Colombia: Facultad de Minas, Escuela de Procesos y Energía, 28-53. <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaion/oai?verb=ListRecords&meta-dataPrefix=marcxml>
- Ridzuan, N., Adam, F. y Yaacob, Z. (2016). *Evaluation of the inhibitor selection on wax deposition for Malaysian crude oil*. Petroleum Science and Technology, 34(4), 366–371. <https://doi.org/10.1080/10916466.2015.1127971>

- Sánchez, J. (2003). *Purificación de parafinas del petróleo por hidrogenación catalítica*. Universidad Complutense Madrid. Repositorio Institucional de la UCM. <https://eprints.ucm.es/4423/>
- Schlumberger. (2022). Gravedad API del Petróleo. Energy Glossary. https://glossary.slb.com/es/terms/a/api_gravity
- Seymour, R. y Carraher, C. (1995). *Introducción a la química de los polímeros*. (Reverte, Ed.; Ilustrada, reimpresa). https://www.reverte.com/libro/introduccion-a-la-quimica-de-los-polimeros_91488/
- Shadman, M., Saeedi, A. y Badizad, M. (2017). *How much do you know about the methods for determining onset of asphaltene precipitation?* In Petroleum (Vol. 3, Issue 3, pp. 287–291). KeAi Communications Co. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.08.011>
- Thota, S., y Onyeanuna, C. (2011). *Mitigation of wax deposition by wax-crystal modifier for Kermanshah crude oil*. In International Journal of Engineering Research and Reviews (Vol. 4). www.researchpublish.com
- Turgeon, A. y Morse, E. (2022). Petroleum. In J. Evers (Ed.), National Geographic. National Geographic.
- Urquijo, B. (1969). *El Petróleo en Cataluña: análisis económico*. Volumen 1, (Editorial Moneda y Crédito, Ed.; 2010th ed., Vol. 1). https://www.tdx.cat/bitstream/10803/288300/1/JPB_TESIS.pdf
- Wang, K., Wu, C., Creek, J., Shuler, P. y Tang, Y. (2003). *Evaluation of effects of selected wax inhibitors on paraffin deposition*. Petroleum Science and Technology, 21(3–4), 369–379. <https://doi.org/10.1081/LFT-120018526>

ANEXOS

Anexo A. Determinación de asfáltenos

Tabla A 1. Porcentaje en peso de asfáltenos del grupo 1.

Porcentaje en peso de la determinación de asfáltenos del "Grupo 1" a 122, 140 y 158 °F con $\pm 9^\circ\text{F}$ considerando que el peso de la muestra de crudo estándar es 0,5 gramos.						
Temperatura	Muestra A		Muestra E		Muestra G	
°F	IPA	Heptano	IPA	Heptano	IPA	Heptano
122	5,80%	37,40%	2,20%	36,60%	3,31%	37,59%
140	6,20%	38,80%	6,40%	43,40%	4,87%	39,14%
158	7,20%	39,80%	8,10%	48,80%	5,96%	45,17%
Pentano a 95 °F =		21,40%	P a 95 °F =	15,20%	P a 95 °F =	20,17%

Tabla A 2. Porcentaje en peso de asfáltenos del grupo 2.

Porcentaje en peso de la determinación de asfáltenos del "Grupo 2" a 122, 140 y 158 °F con $\pm 9^\circ\text{F}$ considerando que el peso de la muestra de crudo estándar es 0,5 gramos.						
Temperatura	Muestra B		Muestra F		Muestra D	
°F	IPA	Heptano	IPA	Heptano	IPA	Heptano
122	5,20%	19,80%	1,20%	40,80%	12,20%	37,40%
140	5,60%	33,20%	2,80%	44,00%	14,40%	49,40%
158	8,20%	39,60%	8,20%	48,20%	16,40%	54,20%
Pentano a 95 °F =		21,00%	P a 95 °F =	1,20%	P a 95 °F =	18,20%

Tabla A 3. Porcentaje en peso de asfáltenos del grupo 3.

Porcentaje en peso de la determinación de asfáltenos del "Grupo 3" a 122, 140 y 158 °F con $\pm 9^\circ\text{F}$ considerando que el peso de la muestra de crudo estándar es 0,5 gramos.				
Temperatura	Muestra C		Muestra H	
°F	IPA	Heptano	IPA	Heptano
122	1,60%	19,80%	1,20%	38,40%
140	2,14%	20,41%	3,20%	41,80%
158	4,01%	39,20%	4,40%	48,80%
Pentano a 95 °F =		11,60%	P a 95 °F =	4,40%

Anexo B. Método de la mancha

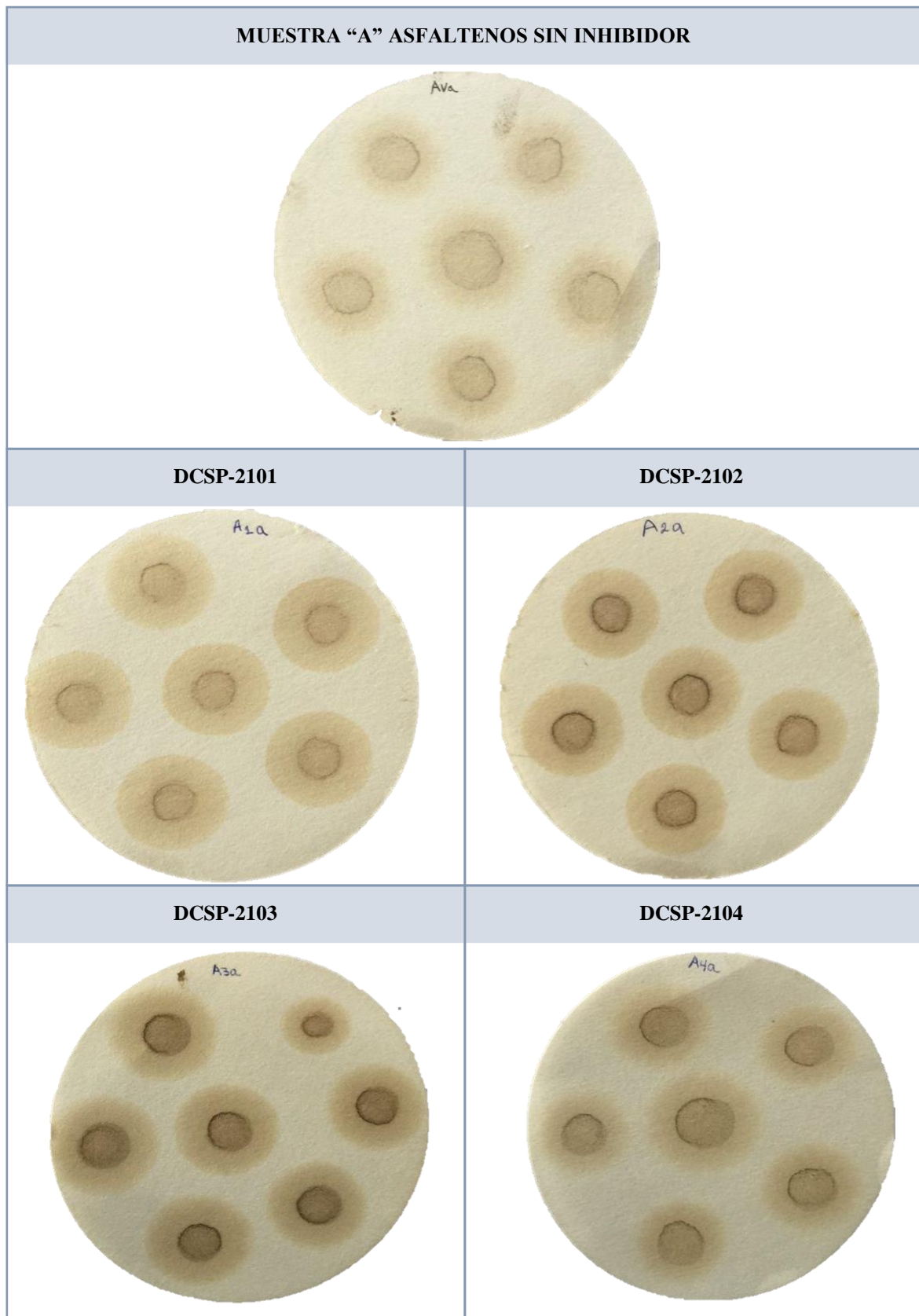


Figura B 1. Método de la mancha para la determinación de asfáltenos con inhibidor y sin inhibidor de la muestra "A".




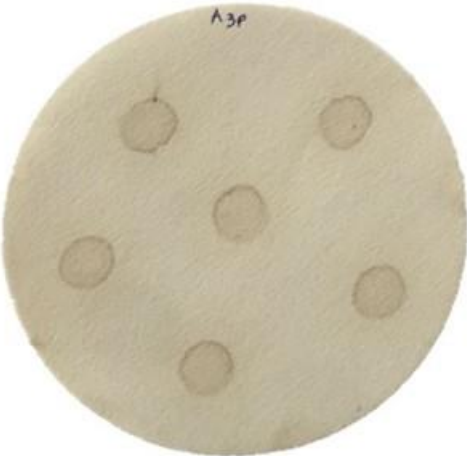

MUESTRA "A" PARAFINAS SIN INHIBIDOR	
	
DCSP-2101	DCSP-2102
	
DCSP-2103	DCSP-2104
	

Figura B 2. Método de la mancha para la determinación de parafinas con inhibidor y sin inhibidor de la muestra "A".

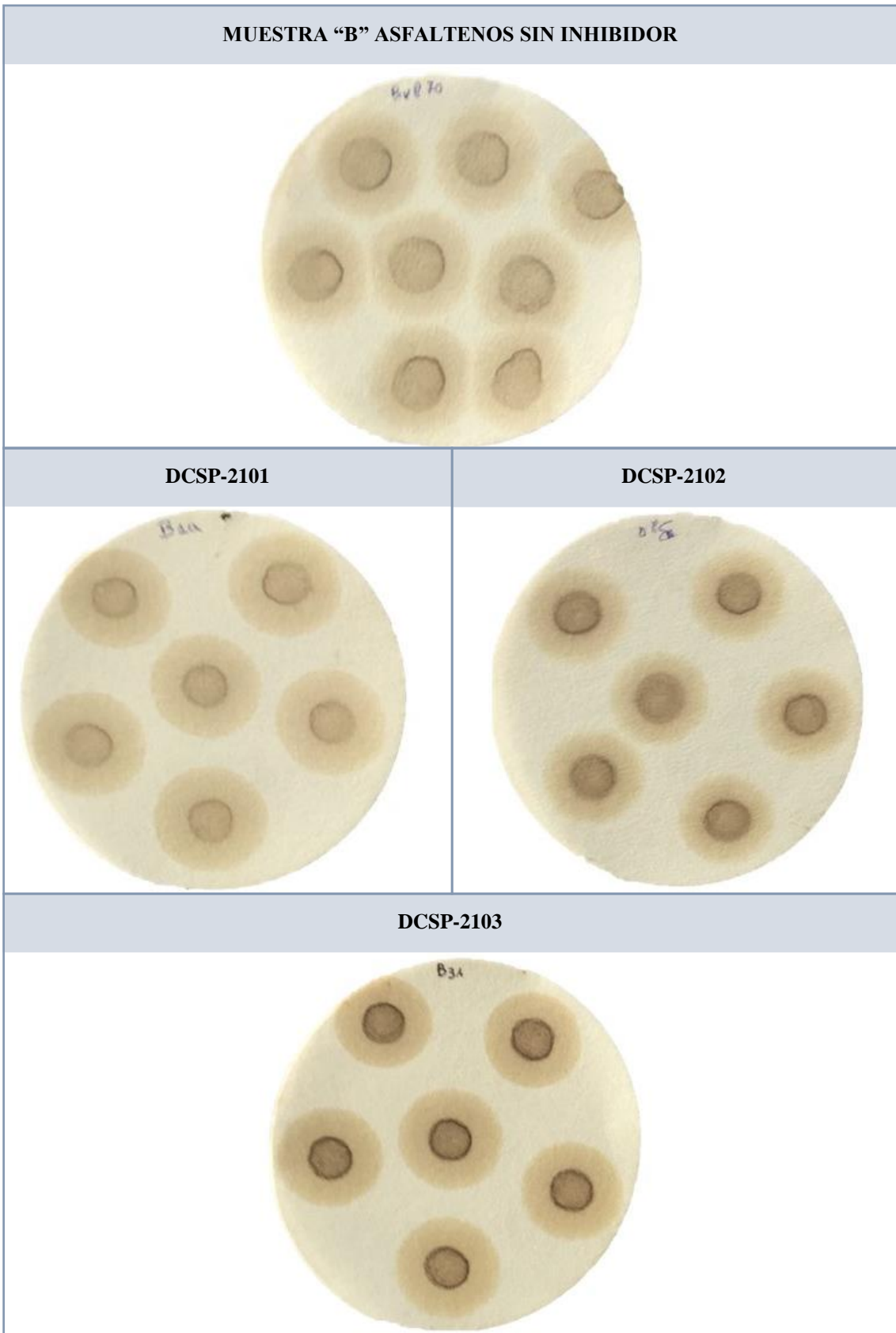


Figura B 3. Método de la mancha para la determinación de asfáltenos con inhibidor y sin inhibidor de la muestra "B".

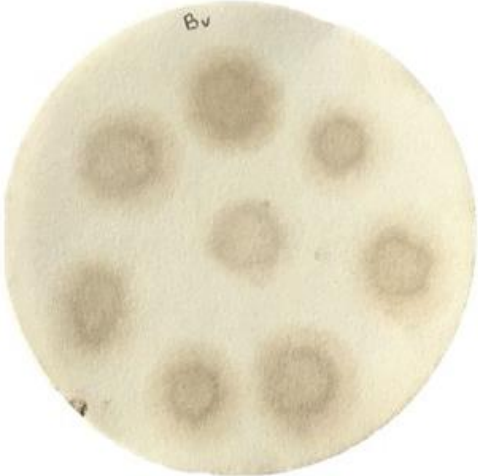




MUESTRA "B" PARAFINAS SIN INHIBIDOR	
	
DCSP-2101	DCSP-2102
	
DCSP-2103	DCSP-2104
	

Figura B 4. Método de la mancha para la determinación de parafinas con inhibidor y sin inhibidor de la muestra "B".

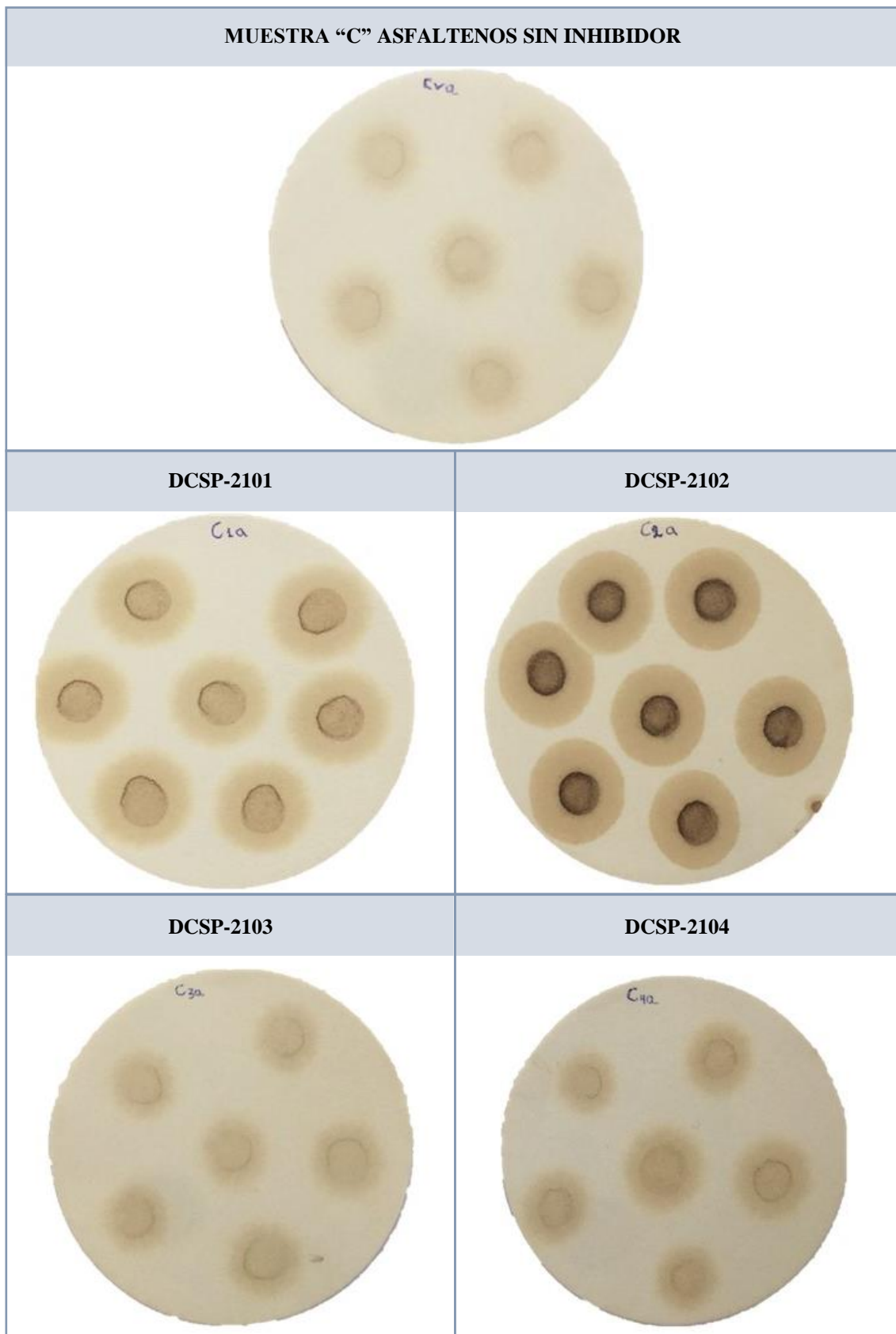


Figura B 5. Método de la mancha para la determinación de asfaltenos con inhibidor y sin inhibidor de la muestra "C".



Figura B 6. Método de la mancha para la determinación de parafinas con inhibidor de la muestra "C".



Figura B 8. Método de la mancha para la determinación de parafinas sin inhibidor de la muestra "D".

MUESTRA "D" ASFALTENOS SIN INHIBIDOR



DCSP-2101



DCSP-2102



Figura B 9. Método de la mancha para la determinación de asfaltenos con inhibidor y sin inhibidor de la muestra "D".




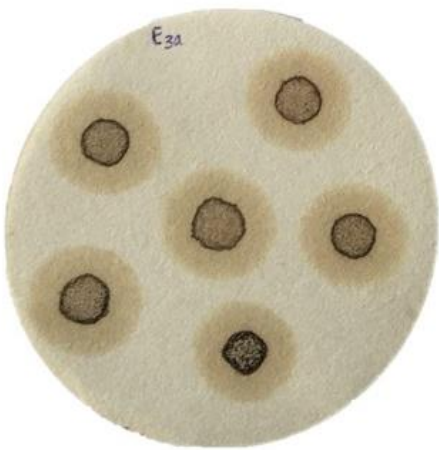
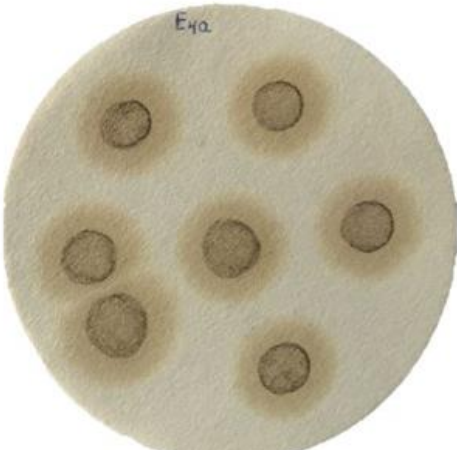
MUESTRA "E" ASFALTENOS SIN INHIBIDOR	
	
DCSP-2101	DCSP-2102
	
DCSP-2103	DCSP-2104
	

Figura B 10. Método de la mancha para la determinación de asfáltenos con inhibidor y sin inhibidor de la muestra "E".


MUESTRA "E" PARAFINAS SIN INHIBIDOR	
	
DCSP-2101	DCSP-2102
	
DCSP-2103	DCSP-2104
	

Figura B 11. Método de la mancha para la determinación de parafinas con inhibidor y sin inhibidor de la muestra "E".


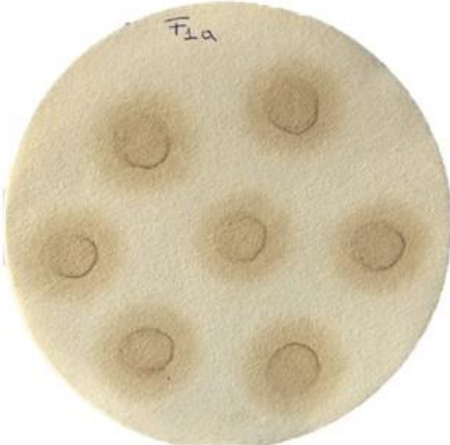
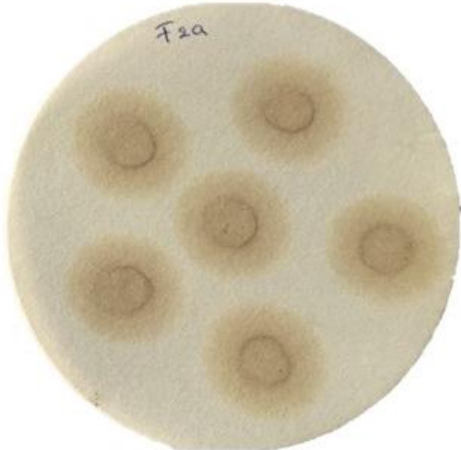
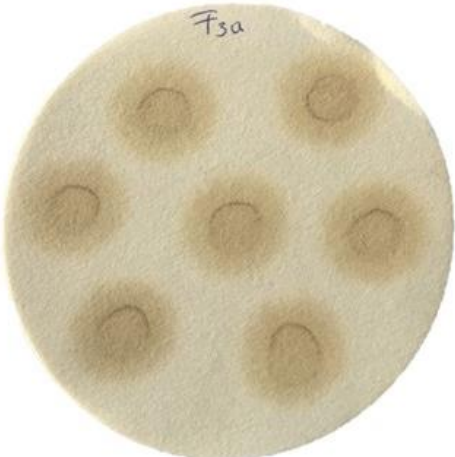

MUESTRA "F" ASFALTENOS SIN INHIBIDOR	
	
DCSP-2101	DCSP-2102
	
DCSP-2103	DCSP-2104
	

Figura B 12. Método de la mancha para la determinación de asfáltenos con inhibidor y sin inhibidor de la muestra "F".

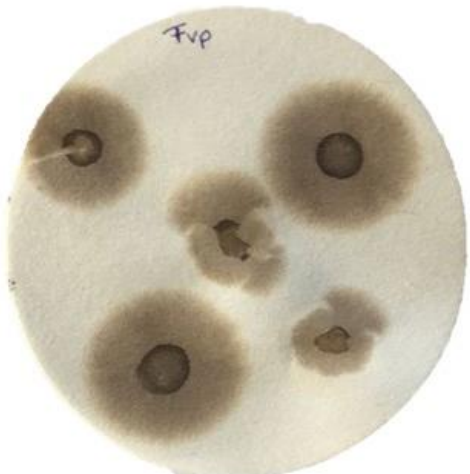

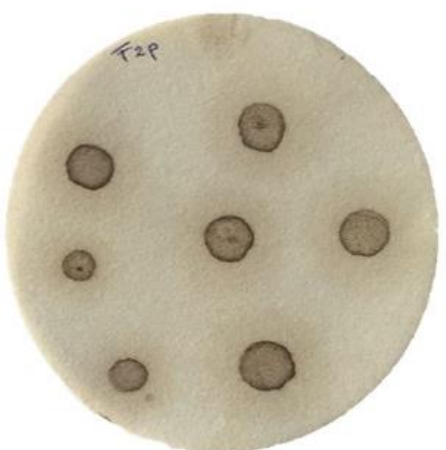
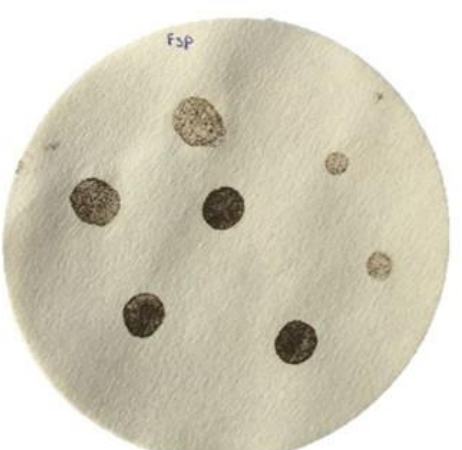
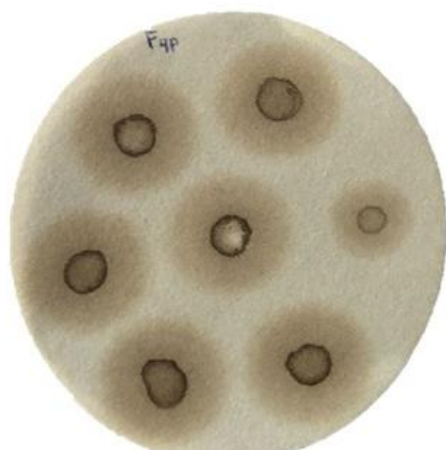
MUESTRA "F" PARAFINAS SIN INHIBIDOR	
	
DCSP-2101	DCSP-2102
	
DCSP-2103	DCSP-2104
	

Figura B 13. Método de la mancha para la determinación de parafinas con inhibidor y sin inhibidor de la muestra "F".

MUESTRA "G" ASFALTENOS SIN INHIBIDOR



DCSP-2101



DCSP-2102

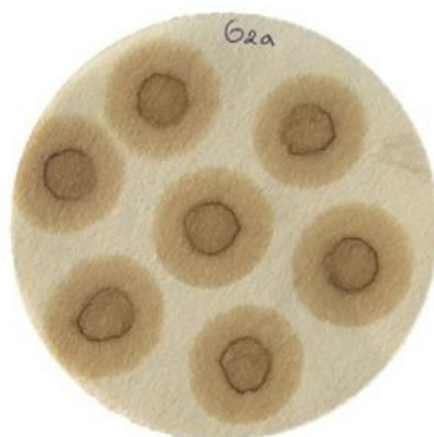


Figura B 14. Método de la mancha para la determinación de asfaltenos con inhibidor y sin inhibidor de la muestra "G".

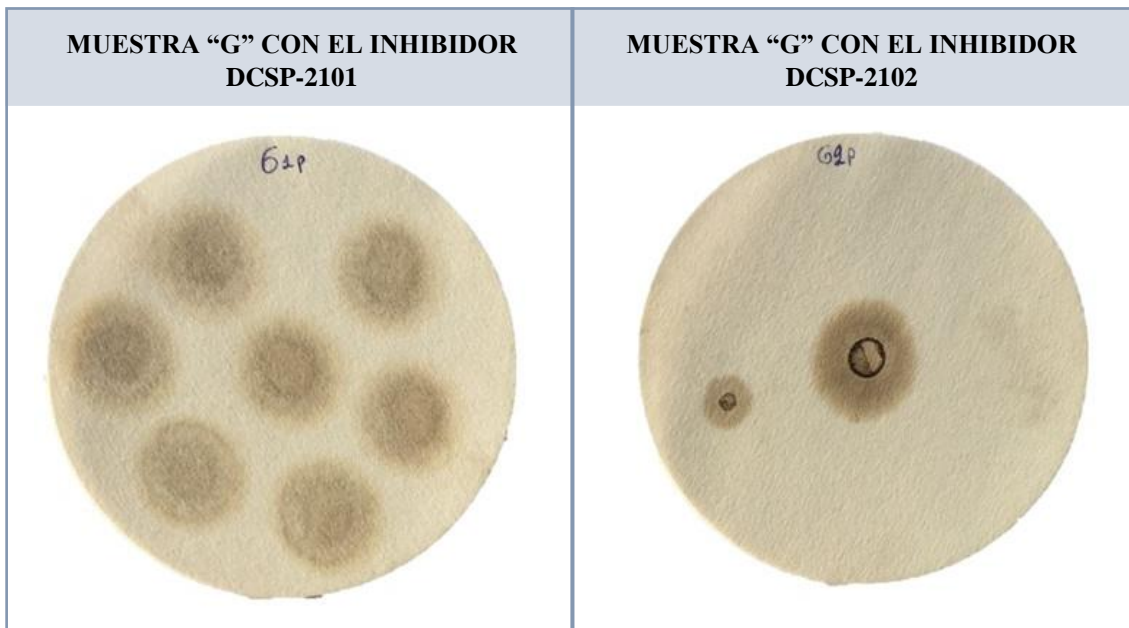


Figura B 15. Método de la mancha para la determinación de parafinas con los inhibidores DCSP-2101 y DCSP-2102 de la muestra "G".

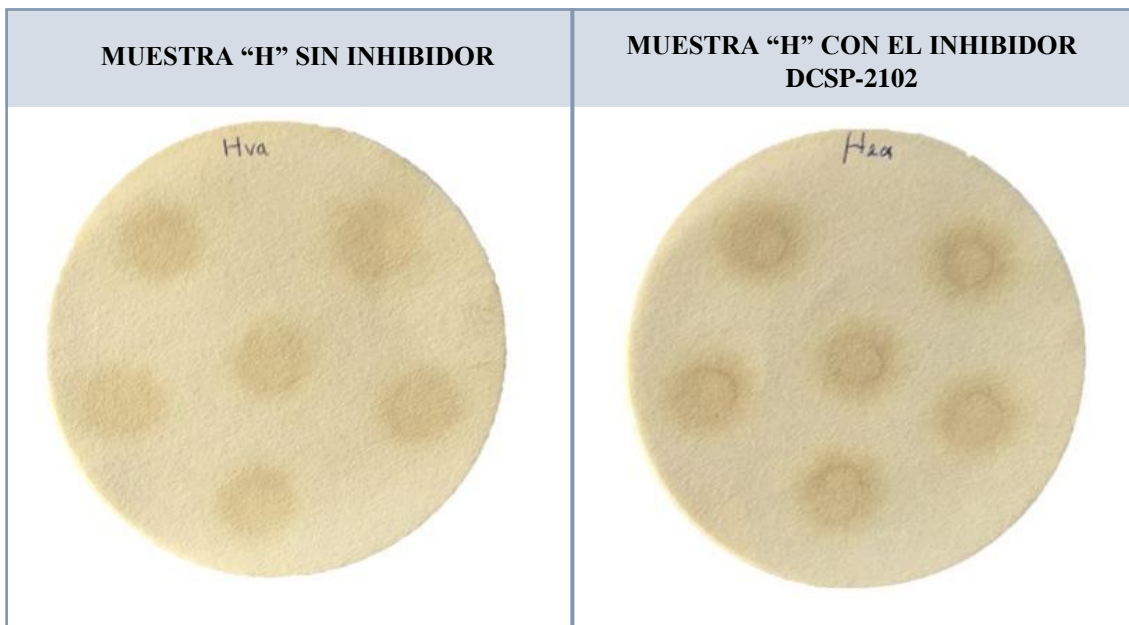


Figura B 16. Método de la mancha para la determinación de asfáltenos con el inhibidor DCSP-2102 y sin inhibidor de la muestra "H".

MUESTRA "H" PARAFINAS SIN INHIBIDOR



Figura B 17. Método de la mancha para la determinación de parafinas sin inhibidor de la muestra "H".