

Análisis de metodologías para determinar la estabilidad de asfaltenos en el crudo

José Andrés Angulo Peña

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Emiliano Ariza León

Doctor en Ingeniería Química

Codirector

Adan Yovani León Bermúdez

Doctor en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga
2022

Dedicatoria

Quisiera dedicar este trabajo de grado:

A mi madre, Iris Peña, a la que le debo mi vida y a la que le tengo mi más grande admiración y aprecio.

A mi padre, Leo Angulo (Q.E.P.D), por siempre impulsarme a superarme y ser el mejor cada día.

A mis hermanos, Sonia y Geovanny, por todos los recuerdos de felicidad de cuando era niño.

A mi abuela Sonia (Q.E.P.D), que sé que estaría orgullosa de presenciar el grado profesional de su nieto, el primero de la familia.

A mi tía Yeni (Q.E.P.D), mi segunda madre y la que me ayudó en los momentos más difíciles de mi vida.

A mis tíos, Gustavo, Tina, Howard (Q.E.P.D), Tania, Pocho, que siempre estuvieron apoyándome cuando más los necesité.

A mi profesor Ciro Rodríguez (Q.E.P.D), quien me dictó geometría descriptiva, dio su voto de confianza en mí y me orientó en el momento más indicado.

A mis amigos del colegio y de la universidad, con los que pasé momentos maravillosos que atesoro por siempre.

Gracias totales.

Agradecimientos

*A mi gloriosa alma máter, la Universidad Industrial de Santander, por permitirme ser su
alumno.*

*A la escuela de Ingeniería de Petróleos, sobre todo a sus profesores, por siempre enseñar
con dedicación y encargarse de distribuir y ampliar el conocimiento en nuestra área de estudio.*

*Al ingeniero Emiliano Ariza León, por aceptar ser mi director, por la confianza puesta
en mí, por la disponibilidad que siempre tiene para resolver mis inquietudes y, sobre todo, la
buena voluntad de servir a otros con su conocimiento adquirido a lo largo de los años.*

*Al ingeniero Adan Yovani León Bermúdez, por la ayuda y los conocimientos recibidos
durante la realización de esta tesis.*

*Al ingeniero Edinson Odilio García Navas, por tomarse el tiempo para evaluar y
corregir este trabajo de grado.*

A todos los que no recuerdo ahora pero que aportaron en mi realización profesional.

Infinitas gracias.

Tabla de Contenido

	Pág.
<i>Introducción</i>	12
1. <i>Objetivos</i>	14
1.1 OBJETIVO GENERAL	14
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	14
2. <i>Características de los asfaltenos</i>	15
2.1 ASFALTENOS	15
2.1.1 Definición	15
2.1.2 Composición química de los asfaltenos	17
2.1.3 Estructura de los asfaltenos.....	19
2.1.4 Propiedades coloidales	20
2.2 MODELOS DE ESTRUCTURA ASFALTÉNICA	22
2.2.1 Modelo del archipiélago	22
2.2.2 Modelo continental	23
2.2.3 Modelo continental aniónico.....	24
2.2.4 Modelo de Yen-Mullins.....	25
2.3 CICLO DE PRECIPITACIÓN Y FLOCULACIÓN DE LOS ASFALTENOS	28
2.3.1 Precipitación	28
2.3.2 Floculación	35
2.3.3 Depositación	35
2.4 FACTORES QUE PROMUEVEN LA PRECIPITACIÓN DE LOS ASFALTENOS	36

2.4.1 Factores termodinámicos	36
2.4.2 Factores químicos	40
2.4.3 Factores eléctricos	43
2.4.4 Factores de segregación gravitacional	44
2.4.5 Factores mecánicos.....	44
2.4.6 Otros factores	44
2.5 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS.....	47
2.5.1 En el yacimiento.....	47
2.5.2 En los poros y líneas de flujo.....	49
2.5.3 En los equipos de proceso	52
2.6 ESTRATEGIAS DE CONTROL DE LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS.....	54
2.6.1 Cambios en el esquema de producción	54
2.6.2 Métodos químicos	54
2.6.3 Métodos eléctricos	55
2.6.4 Métodos mecánicos.....	59
2.6.5 Métodos térmicos.....	59
2.6.6 Métodos biológicos.....	60
2.6.7 Métodos con nanopartículas	61
2.7 ANÁLISIS DE LOS ASFALTENOS	62
2.7.1 Análisis SARA.....	62
2.8 MÉTODOS PARA DETERMINAR LA ESTABILIDAD DE LOS ASFALTENOS	66
2.8.1 Índice de inestabilidad coloidal (CII)	66
2.8.2 Índice de estabilidad coloidal (CSI)	68
2.8.3 Gráfico de estabilidad de Stankiewicz (SP)	70
2.8.4 Análisis cuantitativo-cualitativo (QQA).....	71

2.8.5 Gráficos de estabilidad Cruzada (SCP)	74
2.8.6 Prueba de la mancha (ASTM D-4740)	76
2.9 FUTURAS INVESTIGACIONES DE LOS ASFALTENOS	78
3. Metodología para el análisis de la estabilidad de asfaltenos	80
3.1 RESULTADOS Y ANÁLISIS	86
3.1.1 Índice de inestabilidad coloidal (CII)	87
3.1.2 Índice de estabilidad coloidal (CSI)	88
3.1.3 Gráfico de estabilidad de Stankiewicz (SP)	89
3.1.4 Análisis cuantitativo-cualitativo (QAA)	92
3.1.4 Gráficos de estabilidad cruzada (SCP).....	100
3.1.6 Comparación de resultados con metodologías para predecir la estabilidad de asfaltenos	106
3.1.7 Matriz de comparación de metodologías analizadas	107
3.1.8 Comprobación del método SP para evaluar la estabilidad de los asfaltenos	108
3.2 DISCUSIÓN	111
Conclusiones	113
Recomendaciones.....	114
Referencias Bibliográficas.....	115
Apéndices.....	119

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 Composición típica de elementos presentes en moléculas de asfalto	18
Tabla 2 Valores de la constante dieléctrica (ϵ) para el índice de estabilidad coloidal (CSI)	69
Tabla 3 Rangos de estabilidad obtenidos a partir del análisis cuantitativo-cualitativo	73
Tabla 4 Clasificación del tipo de mancha según la norma ASTM D-4740	77
Tabla 5 Clasificación de los crudos según su gravedad API	82
Tabla 6 Resultados SARA de crudos analizados	86
Tabla 7 Cálculo del índice de inestabilidad coloidal (CII) para las muestras de crudo	87
Tabla 8 Cálculo del índice de estabilidad coloidal (CSI) para las muestras de crudo	88
Tabla 9 Relaciones A/R y S/Ar para cálculo del gráfico de estabilidad de Stankiewicz (SP)	89
Tabla 10 Estabilidad de los asfaltos según el gráfico de estabilidad de Stankiewicz (SP)	91
Tabla 11 Relaciones de fraccionamiento involucradas en el análisis cuantitativo-cualitativo (QAA)	92
Tabla 12 Estabilidad de los asfaltos según el análisis cuantitativo-cualitativo (QAA)	99
Tabla 13 Relaciones de fraccionamiento involucradas en los gráficos de estabilidad cruzada (SCP)	100
Tabla 14 Estabilidad de los asfaltos según los gráficos de estabilidad cruzada (SCP)	105
Tabla 15 Comparación de resultados en crudos colombianos con diferentes metodologías para predecir la estabilidad de asfaltos	106
Tabla 16 Matriz de comparación de metodologías analizadas	107
Tabla 17 Análisis SARA de crudos del campo Colorado	108
Tabla 18 Estabilidad promedio de los crudos del campo Colorado	109
Tabla 19 Estabilidad de los crudos del campo Colorado según el método de Stankiewicz (SP)	110
Tabla 20 Matriz comparativa de metodologías analizadas para predecir la estabilidad de asfaltos en el crudo	111

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 Representación esquemática de una molécula de asfalto	16
Figura 2 Estructura de algunos asfaltos	20
Figura 3 Peptización de asfaltos por resinas	21
Figura 4 Estructura de los asfaltos según el modelo del archipiélago.....	23
Figura 5 Estructura de los asfaltos según el modelo continental	24
Figura 6 Estructura de los asfaltos según el modelo continental aniónico.....	25
Figura 7 Moléculas de asfaltos, de acuerdo al modelo de Yen-Mullins.....	26
Figura 8 Estructura de los asfaltos según el modelo de Yen-Mullins.....	27
Figura 9 Agregación y precipitación de asfaltos.....	29
Figura 10 Efecto del número de carbonos del agente precipitante sobre la cantidad de componentes insolubles	31
Figura 11 Envoltorio de precipitación de asfaltos (APE) en el espacio presión-temperatura.....	33
Figura 12 Envoltorio de Deposición de Asfaltos (ADE) Mayor Precipitación hacia la Derecha (Condiciones de yacimiento).....	34
Figura 13 Solubilidad de asfaltos en petróleo crudo versus presión.....	38
Figura 14 Muestra de PSA y HPM de asfaltos para un experimento de despresurización	39
Figura 15 Experimento estático para la caracterización de las propiedades de carga de los asfaltos.....	56
Figura 16 Experimento estático para la caracterización de las propiedades de carga de los asfaltos.....	58
Figura 17 Diagrama de flujo de análisis SARA.....	63
Figura 18 Porcentaje en peso de asfaltos y saturados versus aromáticos y porcentaje de resinas para determinar la posibilidad de depósito de asfaltos.....	68
Figura 19 Criterio de estabilidad de Stankiewicz.....	70
Figura 20 Ejemplo de clasificación de zonas de estabilidad con el criterio de Sepúlveda (Análisis cuantitativo-cualitativo).....	72
Figura 21 Gráficos del criterio Stability Cross Plot.....	75

Figura 22 Método de la mancha para determinación de punto de floculación de asfaltenos	78
Figura 23 Metodología para evaluar la predicción de la estabilidad de asfaltenos en el crudo	80
Figura 24 Gráfico de estabilidad de Stankiewicz (SP)	90
Figura 25 Análisis cuantitativo-cualitativo R/A	93
Figura 26 Análisis cuantitativo-cualitativo S/A	94
Figura 27 Análisis cuantitativo-cualitativo Ar/A	95
Figura 28 Análisis cuantitativo-cualitativo $(R*Ar)/(S*A)$	96
Figura 29 Análisis cuantitativo-cualitativo $(S*Ar)/(A)$	97
Figura 30 Análisis cuantitativo-cualitativo $(Ar)/(S*A)$	98
Figura 31 Gráfico de estabilidad cruzada SCP1	101
Figura 32 Gráfico de estabilidad cruzada SCP2	102
Figura 33 Gráfico de estabilidad cruzada SCP3	103
Figura 34 Gráfico de estabilidad cruzada SCP4	104
Figura 35 Gráfico de Stankiewicz para muestras del campo Colorado	110

Resumen

Título: Análisis de metodologías para determinar la estabilidad de asfaltenos en el crudo*

Autor: José Andrés Angulo Peña**

Palabras Clave: Metodologías, estabilidad, asfaltenos.

Descripción: Los asfaltenos son los compuestos más pesados presentes en el crudo, insolubles en n-parafinas y solubles en compuestos aromáticos que al precipitarse ocasionan problemas para el aseguramiento del flujo, caídas de presión y obstrucción de tuberías. Diversas metodologías han sido utilizadas para predecir la estabilidad de estos componentes entre las cuales se encuentran el índice de inestabilidad coloidal (IIC), el índice de estabilidad coloidal (CSI), el gráfico de estabilidad de Stankiewicz (SP), los gráficos de estabilidad cruzada (SCP) y el análisis cualitativo-cuantitativo (QAA), entre otros. Este trabajo de grado tiene por objetivo determinar que metodología es más precisa y confiable para predecir la estabilidad de los asfaltenos comparando los resultados de cada una con los obtenidos de análisis tales como el SARA. De este modo, con los análisis SARA de 15 crudos colombianos, se estudió la fiabilidad de cada una de las metodologías mencionadas anteriormente. Se realizó una matriz de comparación donde se compararon los valores predichos por cada metodología y se tomó en cuenta el resultado promedio para hallar el porcentaje de acierto. Los resultados indicaron que el mejor método para predecir la estabilidad de los asfaltenos en el crudo fue el gráfico de estabilidad de Stankiewicz (SP), con un porcentaje de acierto del 93,33%.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Emiliano León Ariza. Doctor en Ingeniería Química. Codirector: Adan Yovani León Bermudez. Doctor en Ingeniería Química.

Abstract

Title: Analysis of methodologies to determine the stability of asphaltenes in crude*

Author: José Andrés Angulo Peña**

Key Words: Methodologies, stability, asphaltenes.

Description: Asphaltenes are the heaviest compounds present in crude oil, insoluble in n-paraffins and soluble in aromatic compounds that when precipitated cause problems for flow assurance, pressure drops and pipe obstruction. Several methodologies have been used to predict the stability of these components, among which are the colloidal instability index (CII), the colloidal stability index (CSI), the Stankiewicz stability plot (SP), the cross stability plots (SCP) and the qualitative-quantitative analysis (QAA), among others. This degree work aims to determine which methodology is more accurate and reliable for predicting the stability of asphaltenes by comparing the results of each one with those obtained from analyses such as SARA. Thus, with SARA analyses of 15 Colombian crudes, the reliability of each of the methodologies mentioned above was studied. A comparison matrix was made where the values predicted by each methodology were compared and the average result was taken into account to find the percentage of success. The results indicated that the best method for predicting the stability of asphaltenes in crude oil was the Stankiewicz stability plot (SP), with a success rate of 93.33%.

* Degree Work

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Emiliano Ariza León, Doctor in Chemical Engineering. Co-director: Adan Yovani León Bermúdez, Doctor in Chemical Engineering.

Introducción

Los asfaltenos son las fracciones más pesadas e inestables presentes en el crudo que generan significativos inconvenientes en los procesos de producción de hidrocarburos. Según Kokal(1995), la precipitación y formación de depósitos de asfaltenos puede ocurrir durante la producción y procesamiento de crudo y representa un serio y costoso problema para la industria. Esto, a simple vista, produce problemas operacionales que necesitan formas de prevención eficaces.

El problema de precipitación de asfaltenos perjudica en casi todos los procesos de la cadena productiva de los hidrocarburos, por ejemplo, en la producción y en el procesamiento, donde estos compuestos pueden obstruir tuberías, disminuyendo el flujo, ocasionando una reducción en los márgenes de ganancia de las actividades de extracción. Por este motivo, conocer las mejores metodologías de estabilidad de asfaltenos que faciliten la predicción y el análisis de su posible precipitación y formación de depósitos resulta de gran importancia para la prevención y toma de las precauciones necesarias para evitar todos los problemas derivados.

Muchas metodologías han sido planteadas para predecir la formación de los asfaltenos en los crudos, tales como el índice de inestabilidad coloidal, el grafico de estabilidad de Stankiewicz y el análisis cuantitativo-cualitativo propuesto por Sepúlveda (2010). Sin embargo, estos métodos cuantitativos, aunque no son totalmente eficaces pueden ser una buena aproximación para entender la estabilidad y el comportamiento de los asfaltenos en distintos tipos de crudo.

En este trabajo de grado se realizará un análisis comparativo entre las diferentes metodologías cuantitativas para determinar la estabilidad de los asfaltenos a partir del SARA y comparar con resultados de investigaciones reportados en la literatura.

Los análisis permitirán definir los métodos confiables para predecir la precipitación de asfaltenos. Adicionalmente, se identificarán varios aspectos tales como ventajas y limitaciones de cada una de estas metodologías. Lo anterior, con el fin de poder conocer más a fondo como enfrentar el problema de la formación de asfaltenos y minimizar su impacto en la industria Oil&Gas.

1. Objetivos

1.1 OBJETIVO GENERAL

- Analizar las metodologías existentes para determinar la estabilidad de asfaltenos en el crudo.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar los factores que causan inestabilidad de los asfaltenos en los crudos.
- Revisar las metodologías para determinar la estabilidad de los asfaltenos en el crudo.
- Comparar la estabilidad de asfaltenos de diferentes crudos aplicando las diferentes metodologías utilizados datos de entrada tales como el análisis SARA.
- Definir las metodologías más confiables para la predicción de la estabilidad de los asfaltenos.

2. Características de los asfaltenos

2.1 ASFALTENOS

2.1.1 Definición

Se entiende por asfalteno a la fracción del crudo que es insoluble en n-alcanos con bajo número de carbonos (n-hexano, n-heptano o n-pentano) pero soluble en hidrocarburos aromáticos ligeros (tolueno y benceno). Los asfaltenos no tienen un punto de fusión definido y son la fracción más pesada y aromática del petróleo. (Zuo et al., 2019)

Incluso desde antes de las primeras perforaciones de petróleo comerciales, se conocían muchas de sus propiedades. El término fue acuñado por el químico francés J.B. Boussingault en 1837 como el residuo de la destilación del bitumen: insoluble en alcohol y soluble en trementina. (Akbarzadeh et al., 2007)

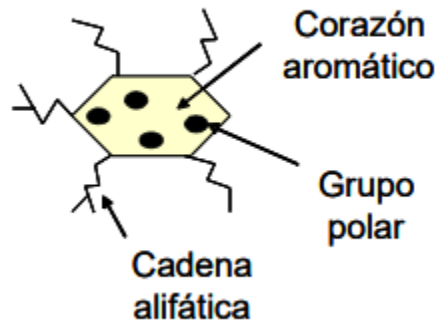
Se considera como límite 25 mN/m (@ 25 °C) de tensión superficial para definir a los asfaltenos. Por debajo de este límite, los asfaltenos son insolubles (nafta de petróleo, éter de petróleo, n-heptano y n pentano). Por encima, son solubles (piridina, disulfuro de carbono, tetracloruro de carbono, benceno y tolueno). (Delgado, 2015)

Los asfáltenos normalmente son planos y contienen heteroátomos y metales. Existen en un estado de agregación en suspensión y se sabe que tienen una carga eléctrica. (Alayon, 2004).

En la Fig. 1 se representa esquemáticamente una molécula de asfalteno.

Figura 1

Representación esquemática de una molécula de asfalteno



Nota. Tomado de Alayon, M. (2004). Asfaltenos. Ocurrencia y floculación. Cuaderno FIRP.

El origen de los asfaltenos está íntimamente ligado a la formación del bitumen. Tissot & Welte (1984) describen que los hidrocarburos que fueron sometidos a altas condiciones de presión y temperatura muestran estructuras de menor peso molecular (hidrocarburos gaseosos y líquidos livianos), y los hidrocarburos que se sometieron a diagénesis temprana, presentan cadenas largas y pesadas con alto índice de aromaticidad (asfalteno). (Herrera, 2015).

Incluso en bajas concentraciones, las partículas de asfaltenos tienen tendencia a agregarse y precipitar causando daños importantes en las diferentes etapas del procesamiento del petróleo. (Guzmán, 2017)

El asfalteno es uno de los pocos componentes del petróleo crudo que es altamente polar, en contraste con el petróleo crudo en su conjunto, que se considera no polar.(Fakher et al., 2020).

Además, son surfactantes naturales, lo que influye significativamente en su auto-asociación (formación de micelas), tanto en disolventes como en el petróleo crudo.(Guzmán, 2017).

2.1.2 Composición química de los asfaltenos

Los asfaltenos tienen propiedades similares independientemente de la fuente, el peso molecular, la composición y el contenido de metal. (Zuo et al., 2019). La relación atómica H/C es de usualmente 1-1.2 y el contenido de compuestos aromáticos en los asfáltenos esta entre 40-60 %. (Alayon, 2004). El tamaño de la estructura precipitada parece estar entre 2 y 25 nanómetros de diámetro. (González, 2014).

Los valores más recientes del peso molecular de los asfaltenos se sitúan entre los 600 y los 1500 g/gmol. (González, 2014)

En la Tabla 1 se expone la composición molecular típica de una molécula de asfalteno junto con el rango promedio de elementos químicos.

Tabla 1*Composición típica de elementos presentes en moléculas de asfalto*

Elemento (%peso)	Rango	Valores típicos
Carbón	78-90	82-84
Hidrógeno	6,1-10,3	6,5-7,5
Nitrógeno	0,5-3	1-2
Azufre	1,9-10,8	2-6
Oxígeno	0,7-6,6	0,8-2
Vanadio (ppm)	0-1200	100-300
H/C	0,8-1,5	1-1,2

Nota. Tomado de Alayon, M. (2004). Asfaltenos. Ocurrencia y floculación. Cuaderno FIRP.

Los heteroátomos que se encuentran en mayores proporciones en los asfaltenos son el azufre, el nitrógeno y el oxígeno. El nitrógeno se encuentra más como parte de los conjuntos aromáticos, mientras que el oxígeno y el azufre forman puentes entre ellos en una estructura cíclica o lineal. (Ospino, 2009).

Las técnicas más comunes usadas para determinar los detalles químicos de los heteroátomos, así como la determinación de sus grupos funcionales y sus tipos de carbono son la espectrofotometría de infrarrojo, resonancia magnética nuclear y la difracción de rayos X. (Alayon, 2004).

2.1.3 Estructura de los asfaltenos

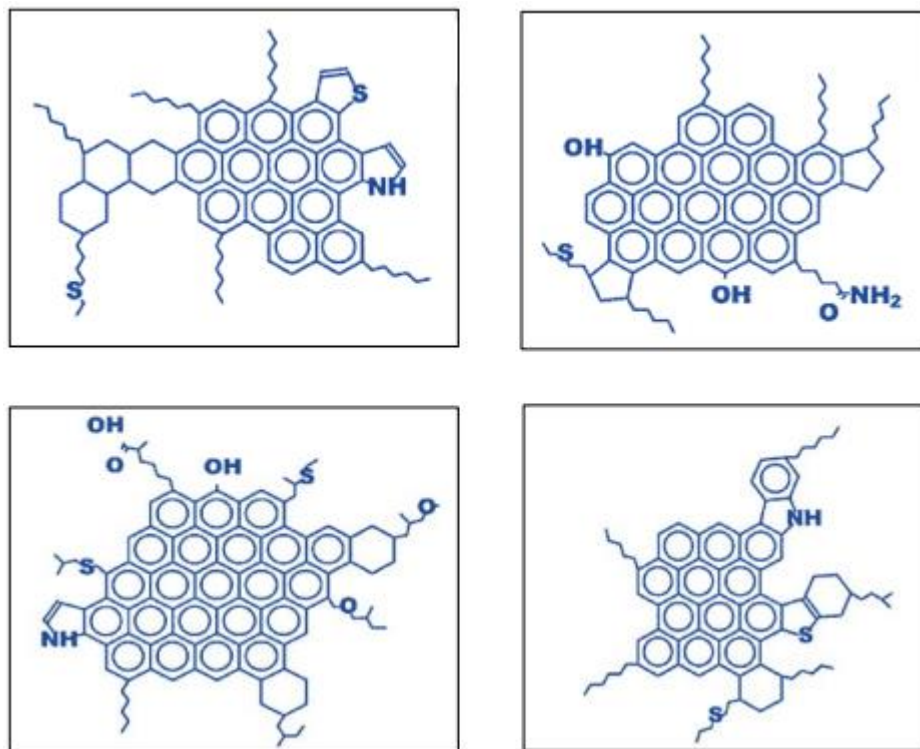
Las moléculas de asfaltenos consisten en un núcleo aromático condensado, integrado por anillos aromáticos que están ligados a cadenas alquílicas y cicloalcanos y pueden contener heteroátomos en sus anillos bencénico que sustituyen a un átomo base de carbono. (Padilla & Watt, 2015)

La estructura muestra que las moléculas de asfaltenos contienen partes polares (anillos aromáticos y grupos funcionales) y partes apolares (cadenas alifáticas). Esto permite afirmar que existe una dualidad polar-apolar que le otorgan al asfaltenos características propias de surfactantes. (Garavito, 2014)

En la Fig. 2 se presentan algunas estructuras que pueden tener los asfaltenos en el petróleo crudo.

Figura 2

Estructura de algunos asfaltenos



Nota. Tomado y editado de Díaz, D., & Canchano, R. (2013). Tratamiento químico a nivel de laboratorio para remoción de asfaltenos en el campo Colorado. Universidad Industrial de Santander.

2.1.4 Propiedades coloidales

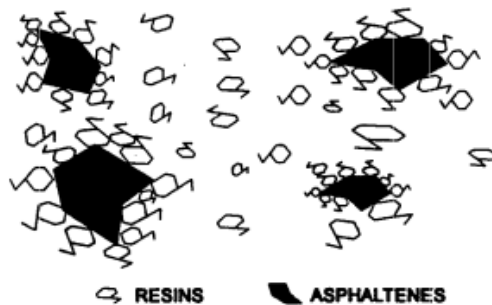
Los asfaltenos se consideran que se encuentran dispersos en el crudo en sistema coloidal unidos con las resinas. Las resinas actúan como agentes peptizantes de los asfaltenos y son atraídas a estos por su carga. Luego de ser adsorbidas por los asfaltenos, actúan como capa protectora de los mismos. (Kokal & Selim, 1995)

A este conjunto se le denomina una micela y son entidades moleculares separadas del petróleo crudo que reaccionan rápidamente a cambios termodinámicos. Por consiguiente, la adición de flocculantes como el n-pentano, destruye esta unión y representa el primer paso para la precipitación de los asfaltenos. (Kokal & Selim, 1995)

En la Fig. 3 se ejemplifica el proceso de peptización que sufren los asfaltenos por las resinas.

Figura 3

Peptización de asfaltenos por resinas



Nota. Tomado de Kokal, S., & Selim, S. (1995). Asphaltenes: The Cholesterol of Petroleum. SPE. <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-29787-MS>

2.2 MODELOS DE ESTRUCTURA ASFALTÉNICA

Los asfaltenos son extremadamente complejos y presentan diversas variedades de estructuras disponibles. Generalmente se clasifican en función de la solubilidad en lugar de una estructura específica. (Fakher et al., 2020).

Sobre la base de diversos estudios se han propuesto varios modelos estructurales para tratar de definir a los asfaltenos. Entre los principales se encuentran: el modelo del archipiélago, el modelo continental, el modelo continental aniónico y el modelo de Yen Mullins.(Ospina, 2018).

2.2.1 Modelo del archipiélago

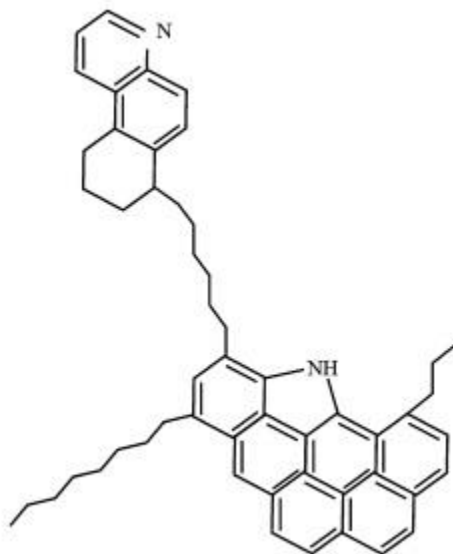
El modelo del archipiélago considera la estructura de los asfaltenos como varios anillos aromáticos conectados entre sí a través de cadenas alifáticas. Sin embargo, existe una incertidumbre en el modelo puesto que se desconoce el número de anillos aromáticos presentes en la molécula de asfalto. (Fakher et al., 2020)

Este modelo contempla que la agregación de asfaltenos del tipo archipiélago se produce mediante puentes y enlaces de hidrógeno. (Ospina, 2018)

En la Fig. 4 se describe como sería la estructura de la molécula de asfalto según este modelo.

Figura 4

Estructura de los asfaltenos según el modelo del archipiélago



Nota. Tomado de Fakher, S., Ahdaya, M., Elturki, M., & Imqam, A. (2020). Critical review of asphaltene properties and factors impacting its stability in crude oil. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(3). <https://doi.org/10.1007/s13202-019-00811-5>.

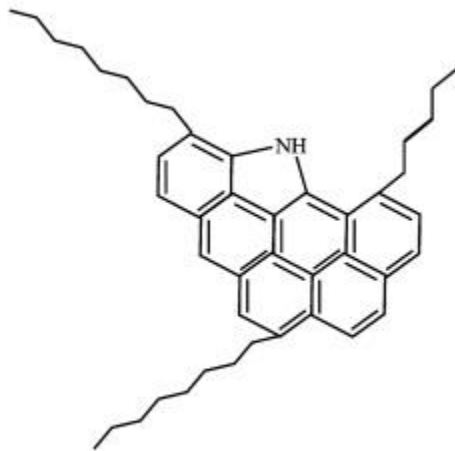
2.2.2 Modelo continental

Este modelo contempla que los asfaltenos están conformados de uno o dos hidrocarburos aromáticos policíclicos unidas por algunas cadenas alquílicas. También se conoce como modelo de isla. (Ospina, 2018). El modelo generalmente se asocia con asfaltenos de menor peso molecular. (Fakher et al., 2020)

La Fig. 5 ilustra este modelo de estructura asfálténica.

Figura 5

Estructura de los asfaltenos según el modelo continental



Nota. Tomado de Fakher, S., Ahdaya, M., Elturki, M., & Imqam, A. (2020). Critical review of asphaltene properties and factors impacting its stability in crude oil. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(3). <https://doi.org/10.1007/s13202-019-00811-5>.

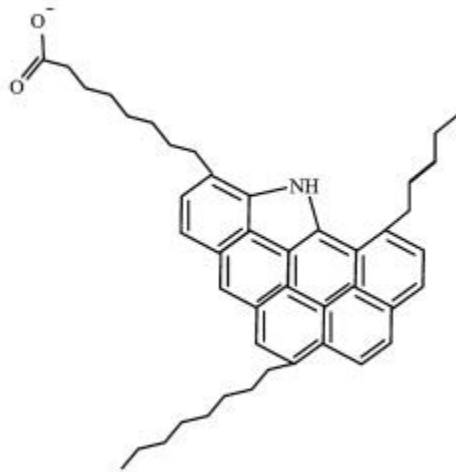
2.2.3 Modelo continental aniónico

El modelo continental aniónico es una versión alternativa del modelo continental que discrepa en la polaridad de la carga unida a la estructura principal. Conceptúa que la estructura de asfaltenos presenta carga negativa que los vuelve más estables en el petróleo. (Fakher et al., 2020)

En la Fig. 6 se exhibe el modelo continental aniónico.

Figura 6

Estructura de los asfaltenos según el modelo continental aniónico



Nota. Tomado de Fakher, S., Ahdaya, M., Elturki, M., & Imqam, A. (2020). Critical review of asphaltene properties and factors impacting its stability in crude oil. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(3). <https://doi.org/10.1007/s13202-019-00811-5>.

2.2.4 Modelo de Yen-Mullins

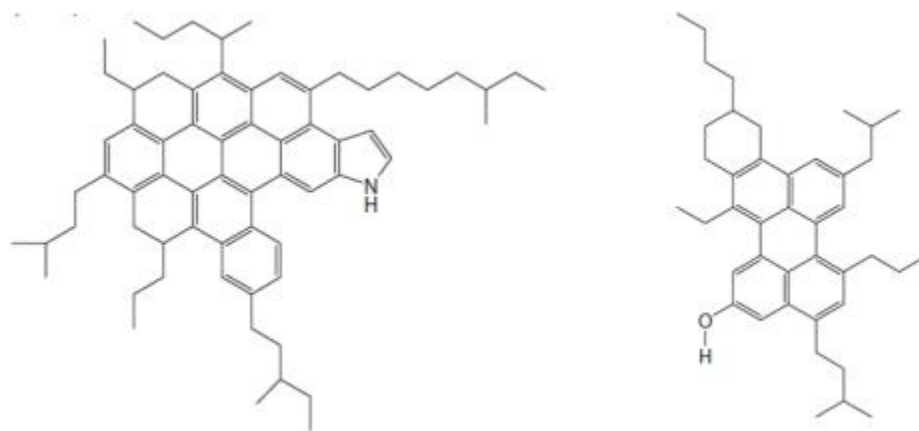
En este modelo se sugiere que los hidrocarburos aromáticos policíclicos, las cadenas alifáticas y las petroporfirinas en las moléculas asfálticas se encuentran agrupados en agregados denominados micelas. (Delgado, 2015)

Este modelo fue propuesto por Yen en 1967 y actualmente es el modelo más ampliamente aceptado en la actualidad. (Fakher et al., 2020).

A continuación, se ejemplifica la molécula de asfaltenos según el modelo de Yen-Mullins en la Fig. 7.

Figura 7

Moléculas de asfaltenos, de acuerdo al modelo de Yen-Mullins



Nota. Tomado de Delgado, J. G. (2015). Precipitación de asfaltenos. Cuaderno FIRP.

El modelo puntualiza la estructura de los asfaltenos en función del tamaño y comportamiento del crudo. En petróleos livianos, los asfaltenos estarán presentes como pequeñas moléculas con un diámetro promedio de 1,5 nm. En este caso, el tamaño de los asfaltenos no aumentará porque la concentración será baja. (Fakher et al., 2020)

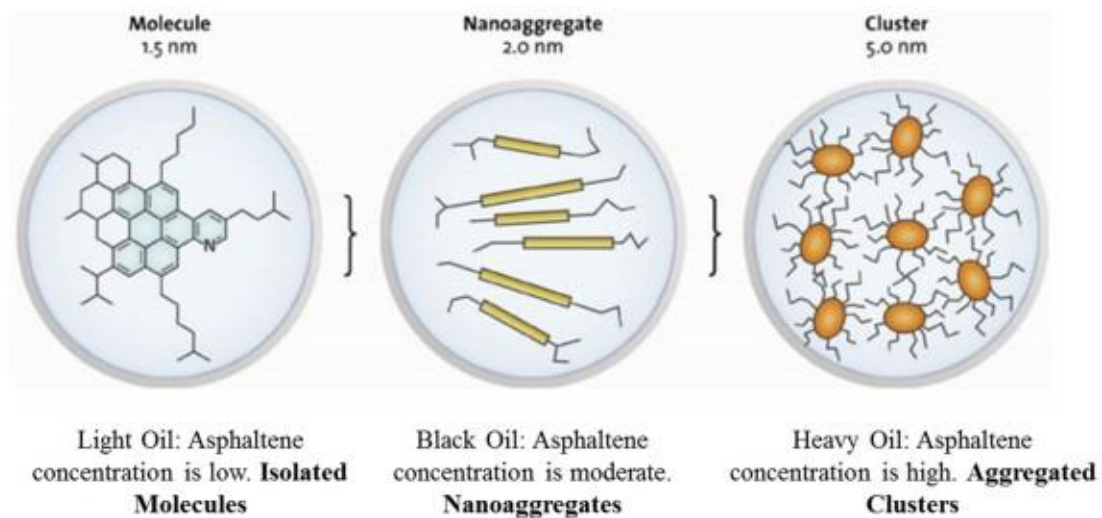
En los crudos pesados, el asfalteno estará presente en concentraciones altas y formará grupos hasta alcanzar un tamaño de aproximadamente 5 nm. Luego, a partir de la combinación de varios nanoagregados se formarán *clústers*. (Fakher et al., 2020)

Según este modelo, a medida que aumenta la concentración de asfaltenos en el petróleo, el petróleo se volverá más pesado y su API disminuirá, en parte debido al alto peso molecular de los asfaltenos. (Fakher et al., 2020)

En la Fig. 8 aparece el modelo de Yen Mullins ilustrado.

Figura 8

Estructura de los asfaltenos según el modelo de Yen-Mullins



Nota. Tomado de Fakher, S., Ahdaya, M., Elturki, M., & Imqam, A. (2020). Critical review of asphaltene properties and factors impacting its stability in crude oil. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(3). <https://doi.org/10.1007/s13202-019-00811-5>.

2.3 CICLO DE PRECIPITACIÓN Y FLOCULACIÓN DE LOS ASFALTENOS

Los asfaltenos en su estado natural en yacimiento se encuentran en una estructura micelar gracias a la presencia de resinas, se dispersan el crudo siguiendo un movimiento aleatorio denominado movimiento browniano y se mantienen separados porque las fuerzas de repulsión electrostáticas son mayores que las de van der Waals. (Ospino, 2009)

Una vez se inicie el proceso de producción se producirán cambios que desestabilizaran el sistema crudo-asfaltenos, se generará floculación y formación de material insoluble en el crudo. (Ospino, 2009)

La disminución de la presión bajo condiciones isotérmicas provocara que las resinas se desestabilicen, generen grandes flóculos y disminuyan la solubilidad de los componentes del petróleo. (Ospino, 2009)

2.3.1 Precipitación

La precipitación de asfaltenos es el fenómeno mediante el cual un crudo se separa en una o dos fases fluidas y en una fase insoluble, constituida por asfaltenos y en menor medida de resinas, bajo ciertas condiciones de presión, temperatura y régimen de flujo. (Gómez C. & Gómez R., 2014)

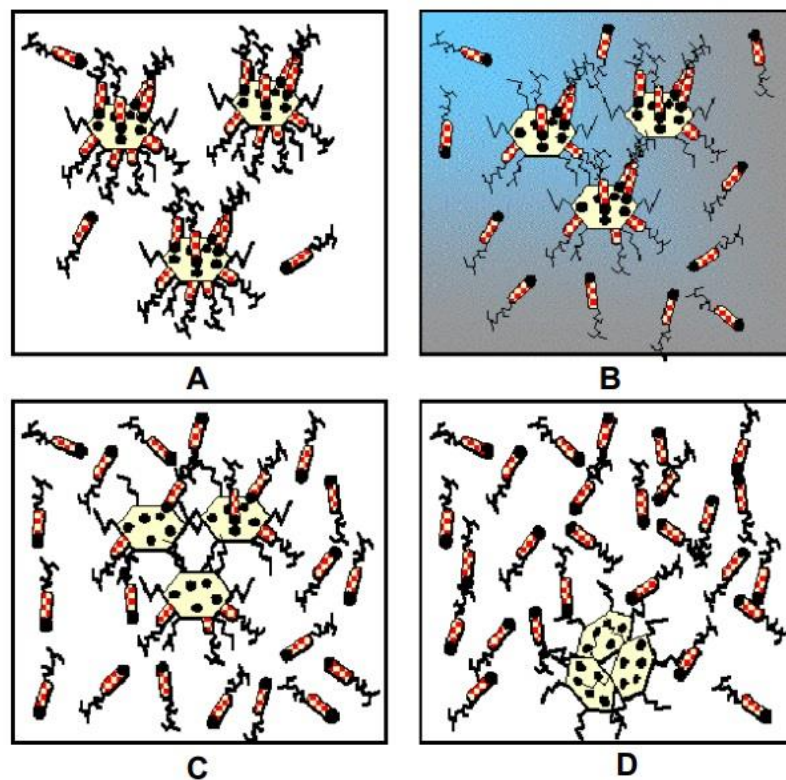
En condiciones de equilibrio, los asfaltenos permanecerán estables en el crudo. Sin embargo, ocurrida cualquier perturbación, el asfalto comenzará a precipitar de la solución de petróleo. (Fakher et al., 2020)

Sin embargo, en esta etapa del proceso, los flóculos aún se conservan suspendidos en el crudo y, por tanto, no generan inconvenientes. (Padilla & Watt, 2015)

La Fig. 9 representa las etapas de la precipitación de asfaltenos.

Figura 9

Agregación y precipitación de asfaltenos



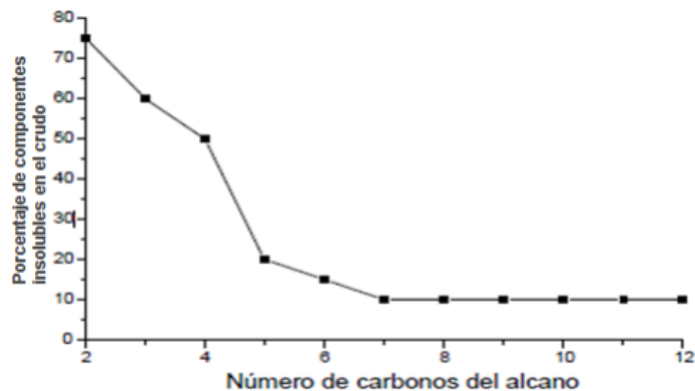
Nota. (A) Asfaltenos en estado coloidal peptizados por las resinas. (B) Por modificaciones fisicoquímicas las resinas comienzan a abandonar al asfalteno. (C) Agregación de asfaltenos. (D) Precipitación de los asfaltenos. Tomado de Alayon, M. (2004). Asfaltenos. Ocurrencia y floculación. Cuaderno FIRP.

Los asfaltenos, en sí mismos, no son indicativos de problemas de producción. Se conoce que en los petroleos pesados, es decir, aquellos con concentraciones superiores de asfaltenos, estos suelen mantenerse estables durante la producción. Lo mismo no ocurre con los petroleos livianos, sobre todo sí se encuentran en yacimientos con presiones superiores al punto de burbuja. (Akbarzadeh et al., 2007)

La cantidad de material precipitado es mayor a medida que aumenta el número de carbonos del agente precipitante, como se muestra en la Fig. 10. (Alayon, 2004)

Figura 10

Efecto del número de carbonos del agente precipitante sobre la cantidad de componentes insolubles



Nota. Tomado de Gómez C., J., & Gómez R., J. (2014). Evaluación de la movilidad de un crudo sintético con presencia de asfaltenos bajo la influencia de un campo. Universidad Industrial de Santander.

En esta figura se observa que se llega a un punto en el cual los precipitados parecieran haberse estancado y empezaron a permanecer constantes. Esto gráficamente se observa a partir del n-heptano. Por lo cual, se puede concluir que los componentes más polares precipitan con este alcano. (Alayón, 2004)

No es común utilizar solventes alifáticos de mayor número de carbonos (n-octano, n-nonano o n-decano) puesto que su valor comercial es más elevado que compuestos similares de menor masa molecular. (Garavito, 2014)

2.3.1.1 Envoltente de precipitación de los asfaltenos (ADE)

La Envoltente de Depositación de Asfaltenos (ADE), describe los límites de la región donde ocurre la precipitación. (Gutiérrez & Bolaño, 2011)

Durante el proceso de agotamiento primario, los crudos que exhiben los rocesos de recipitacion y depositacion son aquellos que se encuentran en yacimientos subsaturados, es decir, yacimientos a presiones superiores a la presion de burbuja. Este tipo de petroleos se caracterizan por poseer un bajo contenido asfalténico y alto contenido de gas. (Padrón & Lizcano, 2014)

A medida que la presión se reduce en el yacimiento debido al agotamiento natural del yacimiento, a temperatura constante, se intersecta la envoltente en un punto denominado presión de inicio de la precipitación de asfaltenos. A partir de aquí, los asfaltenos disueltos comienzan a precipitar. (Akbarzadeh et al., 2007)

El asfalteno seguirá incrementando teniendo en cuenta la reducción de la presión y alcanzará su valor máximo en el punto de burbuja. Se creará entonces una línea de presión-temperatura (P-T) que se conocerá como límite superior de la envoltente y que representa la delimitación de las condiciones de precipitación por encima del punto de burbujeo. (Akbarzadeh et al., 2007)

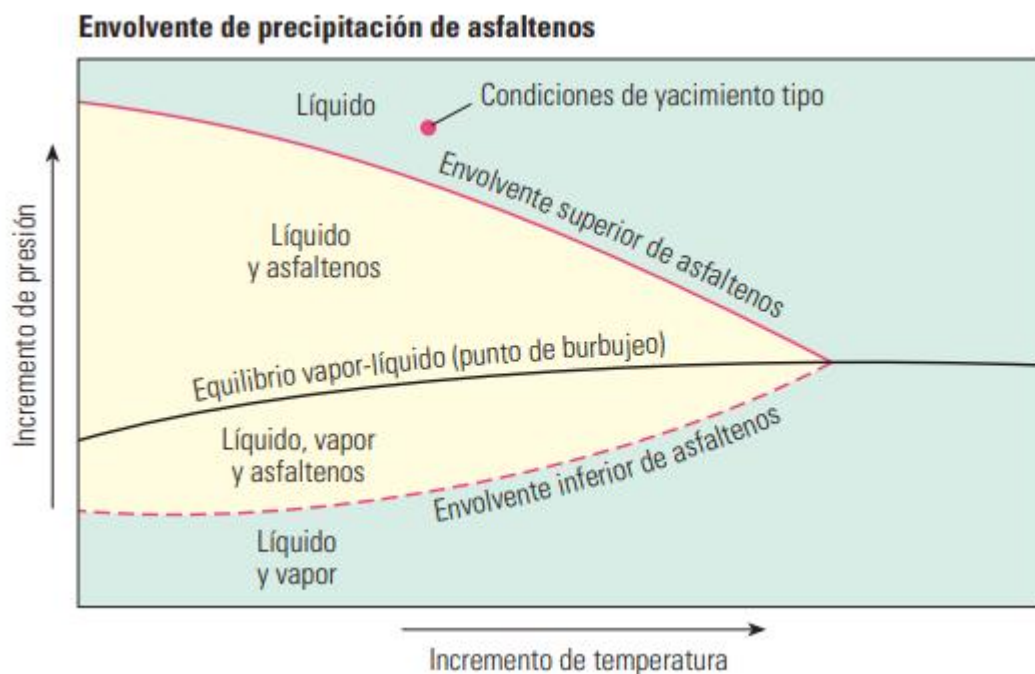
Conforme la presión continúe reduciéndose por debajo del punto de burbuja, el gas en solución será removido del petróleo y conducirá a una redisolución de los asfaltenos precipitados anteriormente si el sistema se mezcla enérgicamente. (Akbarzadeh et al., 2007)

En este caso, en el diagrama P-T aparecerá el límite inferior de la envolvente que corresponderá al punto por debajo del cual los asfaltenos se redisuelven para formar una solución. (Padrón & Lizcano, 2014)

En la Fig. 11 se muestra la envolvente de precipitación de asfaltenos (APE) en el espacio presión-temperatura.

Figura 11

Envolvente de precipitación de asfaltenos (APE) en el espacio presión-temperatura



Nota. Tomado de Akbarzadeh, K., Hammami, A., Kharrat, A., Zhang, D., Allenson, S., Creek, J., Kabir, S., Jamluddin, A., Marshall, A. G., Rodgers, R. P., Mullins, O. C., & Solbakken, T. (2007). Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial. Oilfield Review.

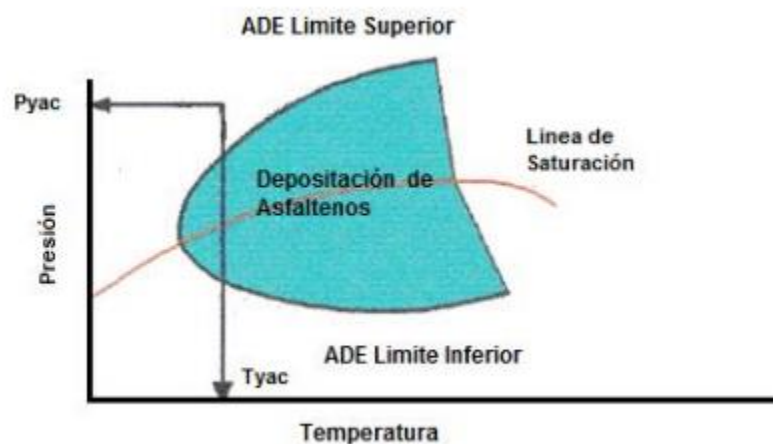
La envolvente de precipitación asfáltica (ADE) es una poderosa herramienta técnica para evaluar la posibilidad de problemas relacionados a la precipitación de asfaltenos. (Gutiérrez & Bolaño, 2011)

Los límites de la envolvente dependen de la composición del fluido. Por tanto, si la composición cambia también cambiarán las condiciones propicias para la deposición de un crudo. La gráfica en este caso, se trasladará, sea a la izquierda o a la derecha. (Gutiérrez & Bolaño, 2011).

En la Fig. 12 se ejemplifica lo anterior.

Figura 12

*Envolvente de depositación de asfaltenos (ADE) mayor precipitación hacia la derecha
(Condiciones de yacimiento)*



Nota. Tomado de Gutierrez, J., & Bolaño, A. (2011). Estudio del modelo dinámico de precipitación de asfaltenos en el crudo del campo Colorado. Universidad Industrial de Santander.

A partir de los resultados obtenidos en la determinación de la Envolverte de Depositación, se puede estimar las condiciones de precipitación en todo el sistema. De este modo, se puede implementar un programa de prevención o mitigación de las caídas de producción típicas de la depositación de asfaltenos. (Gutiérrez & Bolaño, 2011)

2.3.2 Floculación

Este es el proceso intermedio del ciclo de precipitación y el que determina la complejidad del problema a tratar en caso de depositación. A medida que la precipitación aumente, los asfaltenos comenzaran a combinarse y formar agrupaciones mucho más grandes que las que se tenían anteriormente. (Fakher et al., 2020)

Estas acumulaciones, que por lo general son muy densas, son las que se comienzan a depositar en los poros del yacimiento o en las tuberías y son las que representan el verdadero peligro para las actividades de producción. (Fakher et al., 2020)

2.3.3 Depositación

Si no se controla el problema de floculación rápidamente, lo siguiente será la depositación. Si se deposita un gran volumen de asfaltenos, habrá graves problemas en el proceso productivo por su tendencia a obstruir poros y dificultar la producción. (Fakher et al., 2020). Para contrarrestar en lo posible el daño, se deben mantener condiciones estables en el yacimiento y evitar, en la medida de lo posible, la floculación. (Padilla & Watt, 2015)

2.4 FACTORES QUE PROMUEVEN LA PRECIPITACIÓN DE LOS ASFALTENOS

Observaciones experimentales y trabajos en campo han permitido establecer que existen que la desestabilización de los asfaltenos es la razón principal para su floculación y posterior depositación. (Padrón & Lizcano, 2014)

Las alteraciones del balance de los coloides en la solución pueden deberse a muchos factores involucrados a lo largo del proceso de producción. Estas alteraciones se pueden clasificar en varios tipos como termodinámicas, químicas, eléctricas, mecánicas, entre otros. (Gutiérrez & Bolaño, 2011)

Los parámetros que controlan la estabilidad de los asfaltenos son principalmente la presión, la temperatura y la composición del crudo. Por consiguiente, cualquier acción de naturaleza química, eléctrica o mecánica, en el proceso de producción, que altere estos parámetros, afecta directamente en los asfaltenos. (Alayon, 2004)

2.4.1 Factores termodinámicos

La desestabilización molecular se asocia principalmente a cambios en las variables operaciones de presión y la temperatura. (Gómez C. & Gómez R., 2014).

Estos cambios son causados por las interacciones del crudo con elementos del sistema de producción tales como válvulas de subsuelo, conexiones entre tuberías y reductores. (Alayon, 2004)

2.4.1.1 Presión

La presión es uno de los factores más importantes que influyen en la precipitación de asfaltenos. (Bohórquez, 2015)

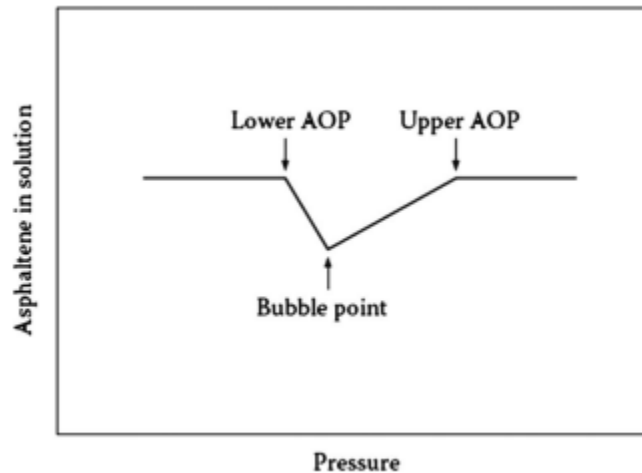
Se ha demostrado a través de estudios de comportamiento de fase que la precipitación de los asfaltenos comienza a ocurrir a una presión más alta que el punto de burbuja. Este punto se denomina presión de inicio superior de asfalteno (UAOP). Luego, a medida que disminuye la presión del fluido del yacimiento, aumenta la cantidad de asfaltenos precipitados. (Tabzar et al., 2018)

La precipitación máxima de los asfaltenos se produce a la presión de burbuja. Cuando la presión del yacimiento cae por debajo de la presión del punto de burbujeo, los asfaltenos tienden a disolverse nuevamente en la fase cruda. (Tabzar et al., 2018)

En la Fig. 13 se muestra la cantidad de asfaltenos disueltos en el petróleo crudo en función de la presión del yacimiento.

Figura 13

Solubilidad de asfaltenos en petróleo crudo versus presión



Nota. Tomado de Tabzar, A., Fathinasab, M., Salehi, A., Bahrami, B., & Mohammadi, A. H. (2018). Multiphase flow modeling of asphaltene precipitation and deposition. *Oil and Gas Science and Technology*. <https://doi.org/10.2516/ogst/2018039>.

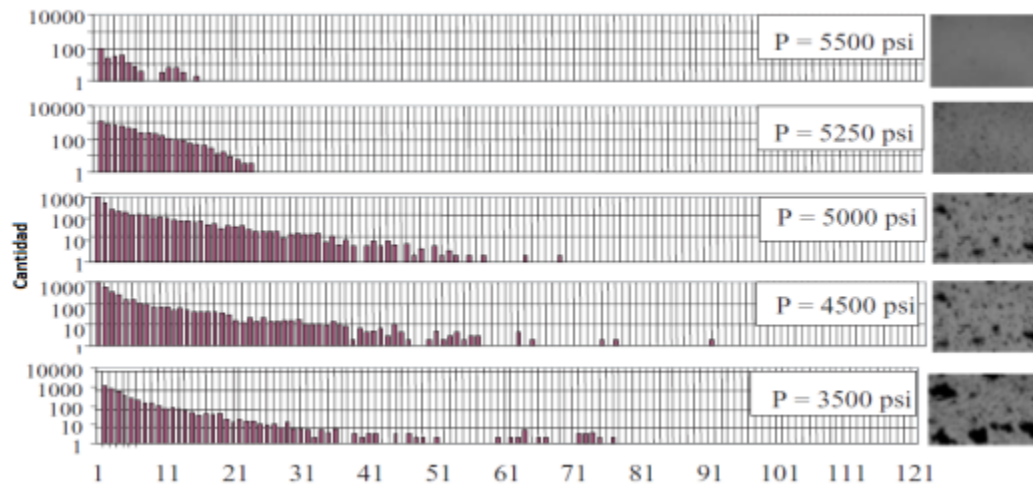
La cantidad de asfaltenos disueltos en el petróleo es constante hasta que la presión alcanza la UAOP, una vez se consigue eso, la cantidad de asfaltenos disueltos disminuye y los precipitados aumenta. En el punto de burbuja, los asfaltenos disueltos en el aceite alcanzan su valor mínimo, es decir, que la cantidad de asfaltenos precipitados se encuentra en su valor más alto. (Tabzar et al., 2018)

A medida que la presión disminuye, los asfaltenos precipitados comienzan a disolverse nuevamente en la fase de aceite hasta llegar a lo que se conoce como presión de inicio de asfalteno inferior (LAOP) en la que alcanzan una cantidad constante. (Tabzar et al., 2018)

La Fig. 14 ilustra gráficamente el comportamiento de la presión sobre una muestra de petróleo.

Figura 14

Muestra de PSA y HPM de asfaltenos para un experimento de despresurización



Nota. Tomado de Herrera, C. (2015). Modelo de estabilidad de asfaltenos como herramienta para predecir el daño de formación en pozos productores de petróleo con alto contenido de CH₄, CO₂ o N₂. Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín.

Se aprecia un aumento del contenido de asfaltenos a medida que la presión desciende hasta el punto de burbuja. Cuando la presión es inferior a la presión de burbuja, los asfaltenos se solubilizan de nuevo debido a la evaporación de los compuestos livianos. (Herrera, 2015)

2.4.1.2 Temperatura

La precipitación de los asfaltenos se considera independiente de la temperatura. No obstante, este factor puede afectar la solubilidad de las resinas y causar que se precipiten las parafinas. (Bohórquez, 2015). Cuando aumenta la temperatura de la formación, aumenta la solubilidad de las resinas en los n-alcanos y provoca que los asfaltenos sean menos solubles en el crudo. (Garavito, 2014).

Si el poder de solubilización de los componentes del petróleo disminuye, las micelas de resina-asfaltenos se desestabilizan y forman de flóculos. (Ospino, 2009). Una vez la temperatura disminuya, se desencadena la precipitación de parafinas y estas, atrapan a los asfaltenos al momento en que se solidifican. (Díaz & Canchano, 2013)

2.4.2 Factores químicos

Existen diferentes vías que pueden provocar cambios en la composición del crudo y la subsecuente floculación de los asfaltenos desde el punto de vista químico.(Alayon, 2004)

Los factores considerados como los más influyentes son:

- Inyección de dióxido de carbono.
- Inyección de gases ricos
- Alteración del pH.

- Procesos de estimulación.
- Presencia de CO₂, N₂ y CH₄.
- Concentración de salmuera.

2.4.2.1 Inyección de dióxido de carbono

El dióxido de carbono es una de las causas más comunes de floculación de asfaltenos en pozos productores. Normalmente, es usado en procesos de recobro mejorado por que ayuda a mejorar la miscibilidad del yacimiento. (Bohórquez, 2015)

No obstante, genera una desestabilización del equilibrio de la solución porque disminuye el pH y forma turbulencias en el flujo de petróleo. (Bohórquez, 2015)

2.4.2.2 Inyección de gases ricos

La inyección de gases ricos influye en la estabilidad de los asfaltenos porque afecta la proporción de carbonos e hidrógenos. Los hidrocarburos livianos, al poseer una proporción de carbono e hidrogeno alta, son menos afines químicamente a las estructuras asfálticas. (Díaz & Canchano, 2013)

2.4.2.3 Alteración de pH

Los depósitos de asfaltenos se desencadenan principalmente por alteraciones en el equilibrio de la solución. Esto puede ocurrir por varias razones, entre las que se encuentran las alteraciones de pH. Los mayores detonantes de cambios en el pH son la presencia de CO₂ o de ácido bacterianos. (Gutiérrez & Bolaño, 2011)

2.4.2.4 Procesos de estimulación

Los aditivos químicos usados en los procesos de estimulación como el alcohol isopropílico, la acetona o el glicol, pueden causar la floculación de los asfaltenos debido a cambios en el equilibrio químico por pH y liberación de CO₂. (Ospino, 2009)

2.4.2.5 Presencia de CO₂, N₂ y CH₄

Es ampliamente aceptado que en yacimientos con alta concentración de CO₂, N₂ o CH₄ se espera que el pozo productor tenga depósitos de asfaltenos desde el inicio de la producción. (Herrera, 2015)

Las altas concentraciones de CO₂ en un yacimiento propician una disminución en el pH del fluido. Esto causa un desequilibrio en las suspensiones coloidales del crudo que trae como consecuencia floculación de asfaltenos.

La presencia del N_2 y CH_4 rompe el equilibrio entre resinas y asfaltenos. Las moléculas de asfaltenos flocculan con mayor facilidad, se depositan mucho más y aumentan el daño a la formación en este tipo de crudos. (Herrera, 2015)

2.4.2.6 Concentración de salmuera

Se ha evidenciado a través de diferentes estudios que el aumento de la concentración de sales en un crudo, aumenta la tendencia a la precipitación de asfaltenos. Además, el contenido inorgánico de los asfaltenos (sodio, calcio, etc.) da como resultado grupos de asfaltenos más grandes. (Demir et al., 2016)

Las interacciones arcillas-asfaltenos normalmente se traducen en procesos de cementación. Igualmente, las arenas, debido a su alta polaridad, forman puentes con los asfaltenos y causan problemas en los yacimientos porque reducen la permeabilidad y la porosidad. (Demir et al., 2016)

2.4.3 Factores eléctricos

Numerosos estudios señalan que la principal causa de desestabilización de asfaltenos es la presencia de un campo eléctrico generado por el flujo de fluidos en el medio poroso. Si se genera un potencial de corriente suficientemente grande por el flujo de fluidos, se puede perturbar el balance de fuerzas entre las micelas, neutralizar las cargas eléctricas y causar la floculación de los asfaltenos. (Alayon, 2004)

2.4.4 Factores de segregación gravitacional

Los asfaltenos tienden a aglomerarse en los tanques de almacenamiento en los que se deposita el crudo mientras permanecen en reposo, por acción de su propio peso. Por esta razón, se debe atender con mucha cautela y tratar de minimizar el tiempo de reposo para evitar la depositación por efectos gravitacionales. (Padilla & Watt, 2015)

2.4.5 Factores mecánicos

Los factores mecánicos se refieren principalmente a los efectos de cizalla que se producen en los equipos de bombeo de subsuelo, a las fuerzas de fricción asociadas al transporte en tuberías y a las fuerzas de impacto entre las partículas de crudo. Este tipo de esfuerzos se asocian, por lo general, a caídas de presión en fondo de pozo. (Chavarría & Niño, 2010)

2.4.6 Otros factores

2.4.6.1 Viscosidad

La viscosidad del petróleo también se considera un factor determinante para predecir la precipitación de los asfaltenos. Cuando la viscosidad es alta, es menos probable que se formen flóculos en la mezcla que después precipiten. Se estima que la máxima precipitación de los asfaltenos ocurre a viscosidades cercanas a la presión de burbuja. (Padilla & Watt, 2015)

2.4.6.2 Presencia de sólidos

La presencia de sólidos en el crudo tales como finos de arcillas, limaduras de metales, sedimentos o grava, forman sitios de nucleación en el crudo que ayudan a que se adhieran más fácilmente los coloides y formen grandes cadenas de moléculas que se precipitan más rápido. Este fenómeno ocurre en las perforaciones y en las tuberías. (Garavito, 2014)

2.4.6.3 Composición química del crudo

Es bien sabido que los asfaltenos ganan estabilidad con el aumento o reducción de las interacciones electrostáticas del sistema o por un aumento o reducción de la polaridad. Por esta razón, se ha demostrado que los asfaltenos son más estables en crudos pesados que en crudos livianos. (Herrera, 2015)

2.4.6.4 Factores cinéticos

En el transcurso de la producción, el aumento o disminución del flujo puede influir negativamente en las micelas de resina-asfalteno. Los cambios de energía cinética del fluido ocasionan el rompimiento de micelas e inducen a alteraciones de presión en las tuberías y demás equipos de procesos. (Padilla & Watt, 2015)

2.4.6.5 Polaridad de la fracción del crudo

La polaridad de una muestra de asfaltenos desempeña un papel importante en el mantenimiento de su estabilidad de los mismos. Se ha observado empíricamente que la presencia de contaminantes e impurezas en las fracciones de crudo afecta principalmente la constante dieléctrica y aumentan el tamaño de agrupación de las partículas de asfaltenos. (Punase et al., 2016)

2.5 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS

La precipitación de asfaltenos puede ocurrir en mayor o menor medida en prácticamente todas las etapas asociadas a la producción, transporte y procesamiento de petróleo. (Alayon, 2004)

Este hecho representa un serio y costoso problema en la industria petrolera actual, en vista de que los depósitos asfálticos pueden formarse en el reservorio, en la tubería de producción o arrastrados hasta los separadores y otros equipos aguas abajo. (Delgado, 2015)

2.5.1 En el yacimiento

2.5.1.1 Cambios en la composición de fluidos del yacimiento

Como consecuencia del agotamiento natural de un yacimiento, durante la etapa de producción se pierden los componentes livianos y ocurre una disminución de la relación gas-aceite (GOR). Este efecto reduce la floculación de los asfaltenos en los fluidos del yacimiento porque hace que el gas compita con el asfalteno por la solvencia en el crudo. (Kokal & Selim, 1995).

Así pues, a medida que un pozo envejece y su presión disminuye, la estabilidad de los asfaltenos aumenta. (Delgado, 2015).

2.5.1.2 Inyección de fluidos

Los solventes miscibles usados en procesos de recuperación de petróleo para desplazar crudo residual desestabilizan y causan la floculación y posterior depositación de los asfaltenos. Fluidos miscibles tales como el etano, dióxido de carbono o gas natural se consideran factores originantes de toda esta problemática. (Delgado, 2015)

En consecuencia, a medida que más fluido miscible sea inyectado en el pozo y más solvente se disuelto en el petróleo, en términos generales, aumentará el problema de precipitación asfáltica. (Kokal & Selim, 1995)

2.5.1.3 Efectos electrocinéticos

El flujo del petróleo a través de los poros del yacimiento genera un potencial de flujo que induce a la floculación de los asfaltenos por electrodeposición. A medida que se incrementa la velocidad de este flujo, los problemas por depositación de asfaltenos incrementan. (Delgado, 2015)

Para contrarrestar estos efectos, la velocidad de los fluidos en el yacimiento debe mantenerse al mínimo. Se deben limpiar los pozos adecuadamente después de períodos de cierre o reacondicionamiento. Además, debe evitarse la apertura excesiva de los estranguladores de superficie. (Kokal & Selim, 1995)

2.5.1.4 Cambios en la mojabilidad de la roca

Los asfaltenos poseen componentes polares que combinan características hidrofílicas e hidrofóbicas capaces de alterar la mojabilidad de la roca, de mojada por agua a mojada por aceite. Esto genera implicaciones que deben ser consideradas en el yacimiento porque la mojabilidad ejerce un efecto importante en la distribución, la localización y el flujo de aceite y agua. (Díaz & Canchano, 2013)

2.5.2 En los poros y líneas de flujo

El lugar donde el problema de los asfaltenos es más agudo es en los pozos y en la tubería de producción. Los depósitos de asfaltenos obstruyen los pozos y provocan pérdidas de producción. (Kokal & Selim, 1995)

En un intento de compensar las pérdidas de presión en cabeza, la presión se reduce hasta que valores extremos operacionalmente. Esto incrementa los costos de la producción y afecta negativamente la economía de los proyectos de recuperación de crudo. (Delgado, 2015)

2.5.2.1 Taponamiento del yacimiento y en la vecindad del pozo

La depositación de los asfaltenos ocurre a nivel del yacimiento y en las cercanías del pozo.

En la cara de la formación ocurren las mayores caídas de presión en el yacimiento. Generalmente esta zona alcanza condiciones por debajo del umbral de precipitación, facilitando así la precipitación de los asfaltenos. (Díaz & Canchano, 2013)

Dado que en esta zona el flujo es mayor y los perfiles de velocidad más pequeños, se recomienda inyectar fluidos para mantener la presión de la formación por encima del umbral de floculación. (Padilla & Watt, 2015)

2.5.2.2 Taponamiento en la cara de la formación

Debido a que en esta zona el área de flujo es pequeña, el taponamiento ocurre cuando una gran cantidad de flóculos se adhieren a la roca y se depositan en las gargantas de poro. Se recomienda realizar en este caso un proceso de fracturamiento hidráulico o una estimulación química con el fin de eliminar los depósitos. (Padilla & Watt, 2015)

2.5.2.3 Taponamiento de pozo y de la tubería de producción

El crudo sufre cambios de presión y temperatura durante la producción a medida que fluye desde el yacimiento hasta la superficie. Es muy probable que, en el transcurso de este proceso, el petróleo se separe en dos o tres fases (gas-liquido o gas-liquido-sólido) y los depósitos de asfaltenos taponen el pozo. (Díaz & Canchano, 2013).

En algunas situaciones, el depósito de asfaltenos obstaculiza la tubería de producción y produce un incremento de los costos y pérdidas de producción. Esto puede afectar negativamente las proyecciones económicas del yacimiento. (Padilla & Watt, 2015)

2.5.2.4 Taponamiento de líneas de flujo y demás equipos de superficie

El problema de la precipitación de asfaltenos no sólo se limita al yacimiento y en la tubería de producción, en las líneas de flujo y en las instalaciones de superficie también se presenta. (Díaz & Canchano, 2013)

El arrastre de líquidos por las corrientes de gas en los separadores es lo que genera la presencia de asfaltenos en las instalaciones. Por lo tanto, en caso de taponamientos masivos, se recomienda realizar paradas parciales de la planta para limpiar los equipos mecánicamente con ayuda de solventes. (Padilla & Watt, 2015)

2.5.2.5 Formación de emulsiones estables

Se ha concluido de estudios experimentales que la presencia de material asfáltico favorece la formación de emulsiones. A mayor cantidad de asfaltenos, las emulsiones agua-crudo son más estables, dado que las partículas de agua envuelven las sustancias asfálticas. (Díaz & Canchano, 2013)

Lo anterior constituye una dificultad en la industria del petróleo, ya que el contenido de agua en estas emulsiones representa un consumo de energía adicional para el transporte y calentamiento del crudo, además puede provocar corrosión a tuberías y demás equipos de producción. (Padilla & Watt, 2015)

2.5.3 En los equipos de proceso

Se considera que los depósitos de asfaltenos ocurren en uno de cada cinco yacimientos en operación y son menos frecuentes en instalaciones de superficie. Sin embargo, pueden ocurrir en el interior de los separadores gas/líquido y generan problemas en las válvulas de seguridad. (Delgado, 2015)

Las operaciones de pozos con problemas de asfaltenos acarrearán un costo adicional de cerca de 0.5\$/bbl, En consecuencia, es prioridad identificar de antemano si el pozo presenta problemas de floculación de asfaltenos y diseñar facilidades adecuadas para reducir este impacto. (Kokal & Selim, 1995)

2.5.3.1 En los sellos de las bombas en equipos BES

Los sellos en los equipos BES conectan el eje impulsor del motor con el eje de admisión y permiten la expansión del aceite dieléctrico. Si los asfaltenos se depositan en los sellos, estos no aislarán el fluido de pozo del aceite de motor limpio. Esto producirá que las bombas no trabajen al 100% de su capacidad y la operación se vea afectada. (Limanowka et al., 1999)

Los sellos también cumplen la función de igualar la presión del espacio anular de la carcasa de la bomba con la presión interna del motor a través del orificio de comunicación en la cabeza del sello. Esto con el fin de proteger el motor de fugas incluso cuando las juntas estén selladas. (Limanowka et al., 1999)

Si este orificio se tapa con asfaltenos, el sello ya no puede igualar la presión durante la contracción del aceite y se genera un vacío dentro del motor que provoca fugas en las juntas selladas. (Limanowka et al., 1999)

2.6 ESTRATEGIAS DE CONTROL DE LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS

2.6.1 Cambios en el esquema de producción

Debido a que entre los factores que más influyen en la precipitación se encuentran la presión y la temperatura, se aconseja cambiar las condiciones operacionales para minimizar y/o evitar el máximo la generación de condiciones que pongan en jaque la producción y permitan a que tenga lugar la precipitación de asfaltenos. (Padilla & Watt, 2015)

Por ejemplo, la temperatura, la presión del flujo en cabeza de pozo, y la relación gas-aceite son parámetros que pueden cambiados al modificar el aislamiento del espacio anular, la estimulación del pozo y el tamaño de la tubería y del estrangulador. (Padilla & Watt, 2015)

Otras alternativas a estudiar pueden ser la reducción de la caída de presión en la planta de producción, la neutralización de las fuerzas electroestáticas y la eliminación de sustancias incompatibles en las corrientes de crudos asfálticos, (Padilla & Watt, 2015)

2.6.2 Métodos químicos

Este tipo de tratamientos están muy extendidos en la industria debido a su facilidad de compra y la abundante oferta comercial disponible. Se trata del método más común y el primero que se piensa a la hora de combatir el problema de la depositación de los asfaltenos. (Padilla & Watt, 2015)

Sin embargo, este tipo de métodos implican la vigilancia permanente de la seguridad porque la mayoría tienen puntos de inflamación extremadamente bajos que suponen riesgos de incendios considerables. Además, son corrosivos y pueden generar problemas en las líneas y equipos de proceso. (Padilla & Watt, 2015)

2.6.3 Métodos eléctricos

Se ha desarrollado en los últimos tiempos métodos para controlar la precipitación de asfaltenos tales como el desarrollo de campos de fuerza electrostática y técnicas de ultra sonido. No obstante, actualmente estas técnicas solo pueden ser aplicadas a nivel de laboratorio. (Padilla & Watt, 2015)

2.6.3.1 Campos de fuerza electrostática

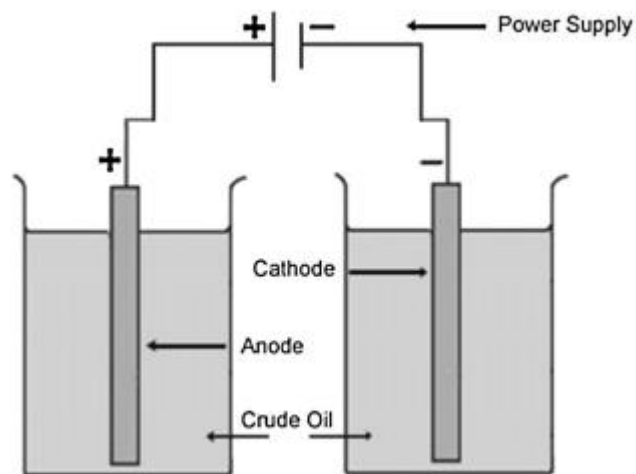
Ihtsham et al. (2014) estudiaron la posibilidad de controlar la deposición de asfaltenos a través de un potencial eléctrico (DC) en condiciones de flujo estático y dinámico. (Padilla & Watt, 2015).

El experimento se basó en colocar petróleo crudo en dos celdas de plástico separadas, una de ellas fue conectada al terminal positivo por un electrodo de grafito y la otra fue conectada a una fuente de alimentación de 300 V. Se aplicaron potenciales estáticos a través de estos electrodos y se estudió la deposición de asfaltenos pasadas 30 h. (Ihtsham Hashmi & Ghosh, 2015).

En la Fig. 15 se observa el esquema del experimento anterior.

Figura 15

Experimento estático para la caracterización de las propiedades de carga de los asfaltenos



Nota. Tomado de Ihtsham Hashmi, M., & Ghosh, B. (2015). Dynamic asphaltene deposition control in pipe flow through the application of DC potential. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. <https://doi.org/10.1007/s13202-014-0113-2>

Con base en los resultados cuando fue aplicada la corriente (DC), se pudo observar que la carga eléctrica de los coloides de asfaltenos era negativa. (Padilla & Watt, 2015).

La aplicación del potencial eléctrico resultó en una depositación de asfaltenos en la superficie del ánodo, mientras que en la superficie del cátodo se produjo poca o ninguna depositación. (Ihtsham Hashmi & Ghosh, 2015)

Lo anterior permite considerar la posibilidad de controlar la deposición de asfaltenos mediante la conversión del pozo en un cátodo, sacrificando el ánodo. (Padilla & Watt, 2015).

Sin embargo, actualmente este método no es aplicado comercialmente porque sería necesaria una investigación cuidadosa y un aumento de escala teniendo en cuenta factores propios del yacimiento. (Ihtsham Hashmi & Ghosh, 2015)

2.6.3.2 Radiación con ondas ultrasónicas

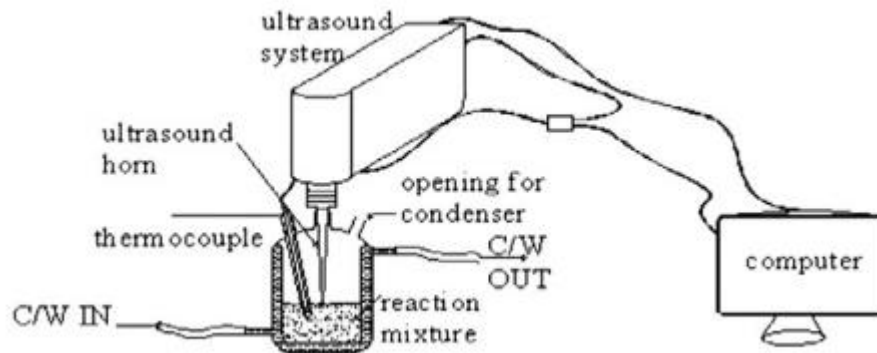
Kumar et al. (2012) realizaron un experimento con aplicación de ultrasonido de baja frecuencia en petróleos que, de antemano, presentaban altos contenidos de asfaltenos. Los experimentos fueron en un reactor de cuerno ultrasónico a presión atmosférica y a temperatura ambiente. (Padilla & Watt, 2015).

El experimento constó de un generador ultrasónico de 24 kHz de frecuencia conectado a una fuente de energía de 200 W. El sistema de ultrasonido podía cambiar la amplitud de la energía en un rango de 0 a 100%. La temperatura en el reactor fue medida con un termopar y para evitar la pérdida de disolvente se incorporó un condensador en el sistema. (Kaushik et al., 2012).

En la Fig. 16 se muestra el esquema del experimento realizado.

Figura 16

Experimento estático para la caracterización de las propiedades de carga de los asfaltenos



Nota. Tomado de Kaushik, P., Kumar, A., Bhaskar, T., Sharma, Y. K., Tandon, D., & Goyal, H. B. (2012). Ultrasound cavitation technique for up-gradation of vacuum residue. Fuel Processing Technology. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2011.09.005>

El estudio reveló que el contenido de asfaltenos se redujo en un 40%. Esto fue debido a las altas temperaturas y presiones que produce la energía ultrasónica a través de la cavitación, así como la gran cantidad de energía liberada al colapsar las burbujas de la mezcla. (Kaushik et al., 2012).

Esta tecnología es prometedora porque puede tener amplia aplicación industrial y con resultados promisorios. (Padilla & Watt, 2015)

2.6.4 Métodos mecánicos

Dentro de los métodos mecánicos se encuentran las tuberías de guaya fina y los raspadores de línea de flujo. Se trata de métodos que proporcionan mayoritariamente actividades limpieza y remoción de depósitos. Son técnicas apropiadas cuando el volumen de los asfaltenos es muy grande o cuando la tubería se encuentra obstruida que no permite el paso de solventes. (Padilla & Watt, 2015)

La ventaja principal de estos métodos es que garantizan niveles muy bajos de daño a la formación. Sin embargo, suelen ser costosas y restringidas para los equipos de producción. (Padilla & Watt, 2015)

2.6.5 Métodos térmicos

Esta categoría de tratamientos se basa en la inyección de material caliente (crudo, vapor de agua o gas) con el objetivo de disminuir la solubilidad de los asfaltenos en el crudo debido al aumento de temperatura. Se derivan de estos métodos: la lubricación caliente, los calentadores hoyo abajo de agua y la combustión in situ. (Padilla & Watt, 2015)

La lubricación caliente presenta muchas desventajas a la hora de tratar depósitos de asfaltenos, se ha estudiado sus efectos negativos en fondo de pozo debido a que genera daño a la formación y no es adecuado si los depósitos acumulados presentan gran tamaño. (Padilla & Watt, 2015).

El funcionamiento de los calentadores hoyo abajo se fundamentan en proporcionar una continua fuente en el pozo durante un tiempo determinado, luego el material fundido se bombea a superficie al tiempo que se produce petróleo. No obstante, este método requiere de una gran cantidad de energía eléctrica durante la operación, por lo que sus costos son elevados y generalmente no son usados en contextos de limitaciones económicas. (Padilla & Watt, 2015)

2.6.6 Métodos biológicos

Los métodos biológicos consisten en la aplicación in situ de las bacterias anaerobias y hongos para reducir los asfaltenos en moléculas más ligeras mediante el proceso conocido como biodegradación. (Padilla & Watt, 2015)

Este proceso es lento porque los microorganismos requieren degradar una gran cantidad de impurezas, por lo que se recomienda usarlos, solo en caso de que el tiempo no sea impedimento puesto que pueden durar hasta varios años. (Padilla & Watt, 2015)

Debido a la complejidad de la estructura química de los asfaltenos y su elevado peso molecular, se necesita primero identificar claramente el tipo de bacterias en el laboratorio para luego trasladarlas a pozo. (Padilla & Watt, 2015)

2.6.7 Métodos con nanopartículas

Las nanopartículas, debido a su diminuto tamaño, han sido utilizadas para prevenir la precipitación de asfaltenos. Esta tecnología ha reemplazado otras técnicas más antiguas en la industria petrolera. (Padilla & Watt, 2015)

Presentan muchas ventajas en vista de su pequeña área superficial y su composición mineral tales como evitar la agregación, depositación y precipitación de las fracciones pesadas del crudo. A pesar de ello, la elección de cada nanomaterial es compleja porque requiere analizar las condiciones de yacimiento, presión y temperatura. (Padilla & Watt, 2015)

2.7 ANÁLISIS DE LOS ASFALTENOS

2.7.1 Análisis SARA

El análisis de los cuatro componentes del crudo, incluidos los saturados, los aromáticos, las resinas y los asfaltenos, se denomina análisis SARA. (Fakher et al., 2020)

El análisis SARA fue creado por la American Society for Testing and Materials (ASTM) y estandarizado en la prueba ASTM D-4124-97. (Fakher et al., 2020)

El análisis SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas, Asfaltenos) se realiza normalmente en fracciones pesadas (residuos atmosféricos o de vacío, destilados de vacío) con una doble finalidad:

- Conocer las cantidades ponderadas de los cuatro tipos compuestos del crudo. (Cristancho & Hoyos, 2008)
- Preparación fracciones para realizar un análisis posterior de las mismas. (Cristancho & Hoyos, 2008)

La prueba consiste en la separación del petróleo en saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos. Los asfaltenos se separan de los otros componentes hidrocarburos mediante el agregado de un n-alcano, tal como n-heptano o propano. (Padrón & Lizcano, 2014)

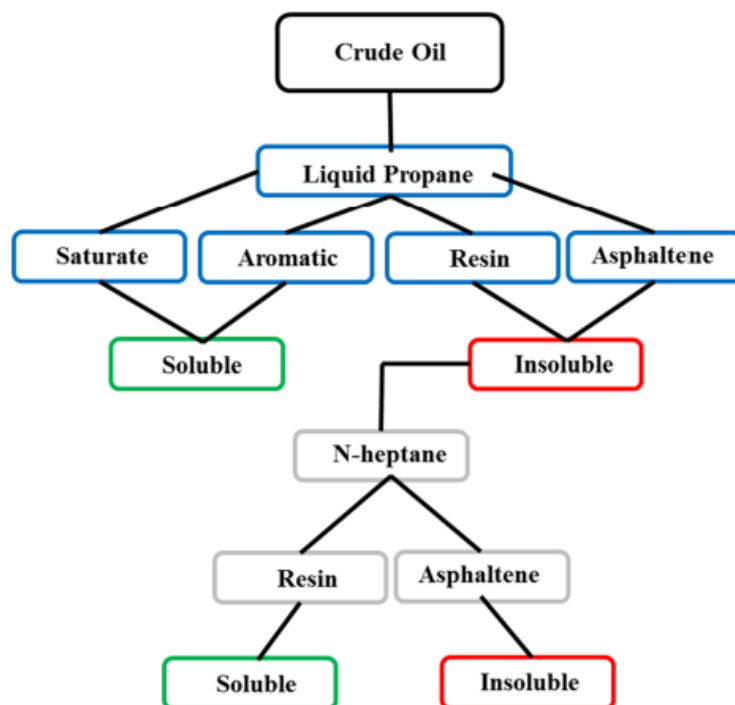
Los componentes remanentes, denominados maltenos, son fraccionados en forma siguiente pasando la mezcla a través de una columna. Cada componente es removido de la columna mediante lavado con diversos solventes. (Padrón & Lizcano, 2014)

En el caso de los hidrocarburos saturados, son removidos mediante lavado con n-alcano. (Padrón & Lizcano, 2014)

La Fig. 17 proporciona un diagrama de flujo del procedimiento de análisis SARA para diferenciar entre los diferentes componentes del petróleo crudo.

Figura 17

Diagrama de flujo de análisis SARA



Nota. Tomado de Fakher, S., Ahdaya, M., Elturki, M., & Imqam, A. (2020). Critical review of asphaltene properties and factors impacting its stability in crude oil. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(3). <https://doi.org/10.1007/s13202-019-00811-5>.

Los saturados también se denominan alcanos y son las moléculas que contienen el número máximo de átomos de hidrógeno posibles en su estructura química. Los aromáticos son compuestos que incorporan uno o más anillos de benceno (C₆H₆). Las resinas son aquellas moléculas que rodean los asfaltenos, insoluble en propano líquido y solubles en n-alcanos (Padrón & Lizcano, 2014).

2.7.1.1 Ventajas del método SARA

La principal ventaja del método SARA es que es un procedimiento simple, que puede ser llevado a cabo en muchos laboratorios.(Akbarzadeh et al., 2007). Asimismo, sirve como punto de partida para evaluar otras metodologías de predicción de estabilidad de asfaltenos.(Padilla & Watt, 2015). Mediante este procedimiento, los cuatro componentes del crudo se pueden diferenciar con precisión. (Fakher et al., 2020).

Además, no requiere de otras pruebas de laboratorio para predecir la estabilidad de los asfaltenos y se pueden tomar decisiones concretas a partir de este análisis para implementar métodos de prevención y manejo apropiados. (Sepúlveda et al., 2010)

2.7.1.2 Desventajas

Dado que este análisis se realiza con petróleo muerto, es decir, carente de los componentes gaseosos disueltos, los resultados no pueden ser considerados como representativos de las condiciones de yacimiento. (Akbarzadeh et al., 2007)

Además, la solubilidad de los asfaltenos varía con el tipo de n-alcano que se emplee para precipitarlos y por esta razón, no es raro que pueda ocurrir que para un mismo petróleo se pueda tener dos o más resultados SARA, dependiendo del precipitante utilizado. (Akbarzadeh et al., 2007)

Así mismo, la medición de las fracciones SARA se puede ver afectada por errores humanos o por cambios en la humedad y temperatura del ambiente. Las muestras analizadas en diferentes laboratorios fácilmente pueden diferir unas de otras, incluso si se realizan por la misma persona (Vargas, 2013).

2.8 MÉTODOS PARA DETERMINAR LA ESTABILIDAD DE LOS ASFALTENOS

En este aparte se presentan algunos de los métodos más utilizados para la evaluación de estabilidad de asfaltenos.

2.8.1 Índice de inestabilidad coloidal (CII)

El índice de inestabilidad coloidal (CII) es un criterio de detección que puede utilizarse para identificar sistemas de petróleo crudo con problemas de deposición de asfaltenos. (Sulaimon et al., 2019).

Fue propuesto por Yen y col. (2001) y considera al petróleo como un sistema coloidal que toma en cuenta las fracciones del análisis SARA. (Guzmán, 2017).

El índice se expresa matemáticamente como la relación de la suma de floculantes (asfaltenos y saturados) a peptizantes (aromáticos y resinas). Los peptizantes ayudan a la estabilidad de los asfaltenos mientras que los floculantes provocan la desestabilización de los asfaltenos. (Izadpanahi et al., 2019), es decir la relación entre las fracciones del crudo que afectan la estabilidad respecto a los que la favorecen.

El índice de inestabilidad coloidal (CII) se expresa matemáticamente en la siguiente ecuación:

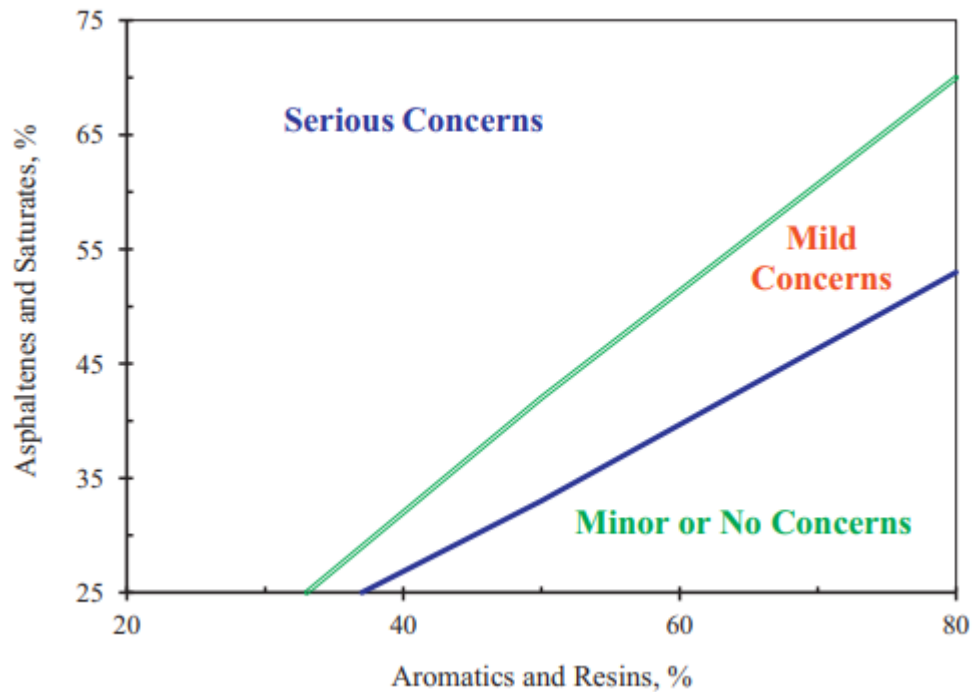
$$CII = \frac{\% \text{Asfaltenos} + \% \text{Saturados}}{\% \text{Aromáticos} + \% \text{Resinas}}$$

Asomaning y Watikson (2000) reportaron el rango de CII que especifica la condición de estabilidad de los asfaltenos. Según su informe, si el CII es menor o igual a 0.7, la fracción de asfaltenos es estable. Cuando se encuentra entre 0.7- 0.9, se desconoce la estabilidad de los asfaltenos, mientras que si el CII es mayor o igual a 0.9, la muestra tiende a ser inestable. (Izadpanahi et al., 2019)

En la Fig. 18 se muestra una gráfica de las regiones de estabilidad e inestabilidad en función del CII.

Figura 18

Porcentaje en peso de asfaltenos y saturados versus aromáticos y porcentaje de resinas para determinar la posibilidad de depósito de asfaltenos



Nota. Tomado de Zendeboudi, S., Shafiei, A., Bahadori, A., James, L. A., Elkamel, A., & Lohi, A. (2014). Asphaltene precipitation and deposition in oil reservoirs - Technical aspects, experimental and hybrid neural network predictive tools. *Chemical Engineering Research and Design*. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2013.08.001>

2.8.2 Índice de estabilidad coloidal (CSI)

Este método fue desarrollado por Likhatsky y Syunyaev (2010) y se basa en la composición del petróleo crudo y la polaridad de sus componentes. (Sulaimon et al., 2019). El índice considera

que los asfaltenos de petróleos crudos inestables son más polares que los de los petróleos crudos estables. (Guzmán, 2017)

El CSI se muestra a continuación en la siguiente ecuación:

$$CSI = \frac{\epsilon^{\text{asph}} \times \% \text{Asfaltenos} + \epsilon^{\text{sat}} \times \text{Saturados}}{\epsilon^{\text{arom}} \times \% \text{Aromáticos} + \epsilon^{\text{res}} \times \% \text{Resinas}}$$

donde el valor de la constante dieléctrica (ϵ) se presenta en la Tabla 2 para cada fracción

SARA:

Tabla 2

Valores de la constante dieléctrica (ϵ) para el índice de estabilidad coloidal (CSI)

	ϵ^{asph}	ϵ^{sat}	ϵ^{arom}	ϵ^{res}
Aceite estable	5,5	1,921	2,379	4,7
Aceite inestable	18,4	1,921	2,379	3,8

Nota. Tomado de Izadpanahi, A., Azin, R., Osfouri, S., & Malakooti, R. (2019). Modeling of asphaltene precipitation in a light oil reservoir with high producing GOR: case study. *Advanced NanoMaterials and Technologies for Energy Sector*, 3(2).

Si $CSI > 0,95$, el petróleo crudo es inestable y se precipitarán los asfaltenos. Si $CSI < 0,95$, el petróleo crudo es estable y la precipitación de asfaltenos es poco probable. (Guzmán et al., 2017)

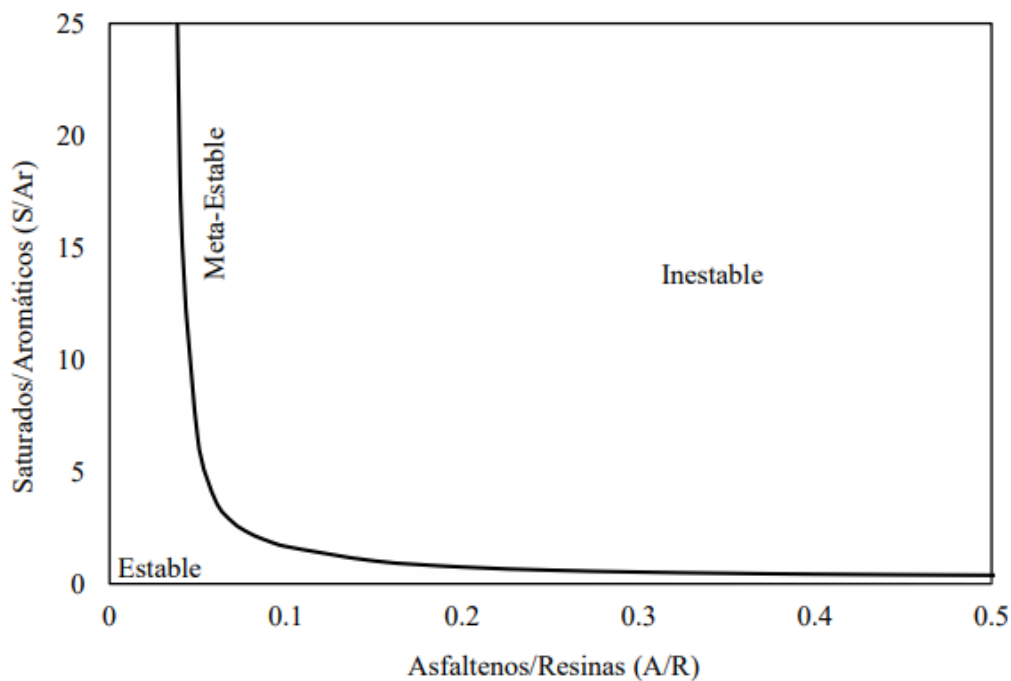
2.8.3 Gráfico de estabilidad de Stankiewicz (SP)

Stankiewicz et al (2002) encontraron que las resinas y los aromáticos desempeñan un papel muy importante en la estabilidad de los asfaltenos. (Vargas, 2013). Por tanto, desarrollaron un gráfico para determinar la tendencia a la precipitación de los asfaltenos, en un intento de proporcionar una herramienta de evaluación visual rápida. (Mohammed et al., 2020).

En la Fig. 19 se muestra gráficamente el criterio de estabilidad de Stankiewicz (SP)

Figura 19

Criterio de estabilidad de Stankiewicz



Nota. Tomado de Guzmán, R. (2017). Evaluación de la estabilidad de asfaltenos de aceites crudos durante su almacenamiento. Instituto Técnico Nacional de México.

El gráfico se divide en dos regiones y muestra que el crudo es estable cuando la relación A/R es menor de 0,5 independientemente de la relación S/Ar . (Mohammed et al., 2020). La gráfica relaciona fue trazada con base a las observaciones de los autores y su experiencia operacional. (Vargas, 2013). Además, se puede utilizar en conjunto con el método CII para lograr un mayor porcentaje de confiabilidad. (Guzmán, 2017).

2.8.4 Análisis cuantitativo-cualitativo (QQA)

Sepúlveda et al (2010) desarrollaron una técnica basada en datos de análisis SARA de 72 muestras de petróleo crudo de Venezuela, Brasil, México y Colombia, donde se conocía de antemano los campos que presentaban precipitación de asfaltenos. (Mohammed et al., 2020).

Estos análisis involucraron las siguientes seis relaciones de fraccionamiento, que mostraron a su vez, tendencias representativas en la estabilidad de los asfaltenos:

$$\frac{R}{A}, \frac{S}{A}, \frac{Ar}{A}, \frac{R * Ar}{S * A}, \frac{S * Ar}{A}, \frac{Ar}{S * A}$$

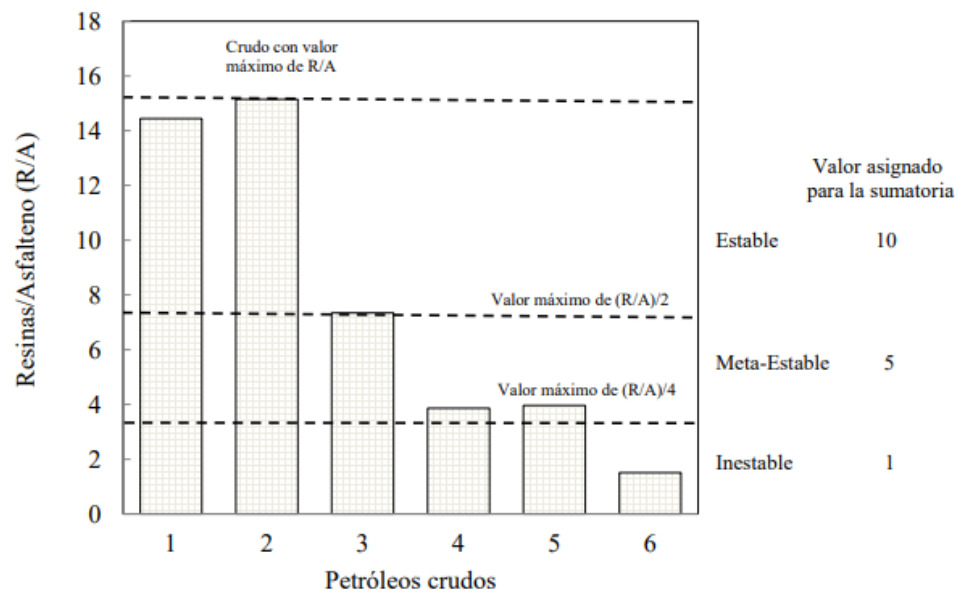
Cada relación se dividió en tres zonas y a cada se les asignó un valor específico. A la parte estable se le asignó un valor numérico de 10; a la parte metaestable, un valor de 5 y a la parte inestable, un valor de 1. (Sulaimon et al., 2019).

Dado el comportamiento anómalo de la relación $[Ar/(S*A)]$, se le asignó a la zona inestable el valor de 10, a la zona metaestable un valor de 5, y a la zona estable un valor de 1. (Sepúlveda et al., 2010).

En la Fig. 20 se aprecia visualmente el criterio de criterio de Sepúlveda o análisis cualitativo-cuantitativo.

Figura 20

Ejemplo de clasificación de zonas de estabilidad con el criterio de Sepúlveda (Análisis cuantitativo-cualitativo)



Nota. Tomado de Guzmán, R. (2017). Evaluación de la estabilidad de asfaltenos de aceites crudos durante su almacenamiento. Instituto Técnico Nacional de México.

Para obtener las divisiones (líneas punteadas) entre las diferentes zonas (estable, metaestable e inestable), se identificaron los valores máximos mostrados por las muestras en cada relación. (Guzmán, 2017).

La línea que indica la separación entre las zonas estable y metaestable se obtuvo dividiendo el valor máximo entre dos, mientras que la línea que indica la separación entre las zonas metaestable e inestable se obtuvo dividiendo el valor máximo entre cuatro. (Guzmán, 2017).

Al final, para todas las relaciones se realizó una sumatoria para cada muestra de petróleo y se establecieron los rangos de estabilidad mostrados en la Tabla 3.

Tabla 3

Rangos de estabilidad obtenidos a partir del análisis cuantitativo-cualitativo

Sumatoria	Estado
>30	Estable
<15	Inestable
15-30	Metaestable

Nota. Tomado de Sepúlveda, J., Bonilla, J., & Medina, Y. (2010). Predicción de la estabilidad de los asfaltenos mediante la utilización del análisis SARA para petróleos puros. *Ingeniería y Región*, 7. <https://doi.org/10.25054/22161325.805>

2.8.5 Gráficos de estabilidad Cruzada (SCP)

Gaona, Manrique y Maje (2010) también construyeron una serie de gráficos basados en el análisis fisicoquímico de las fracciones SARA y el método cuantitativo-cualitativo. (Sulaimon et al., 2019).

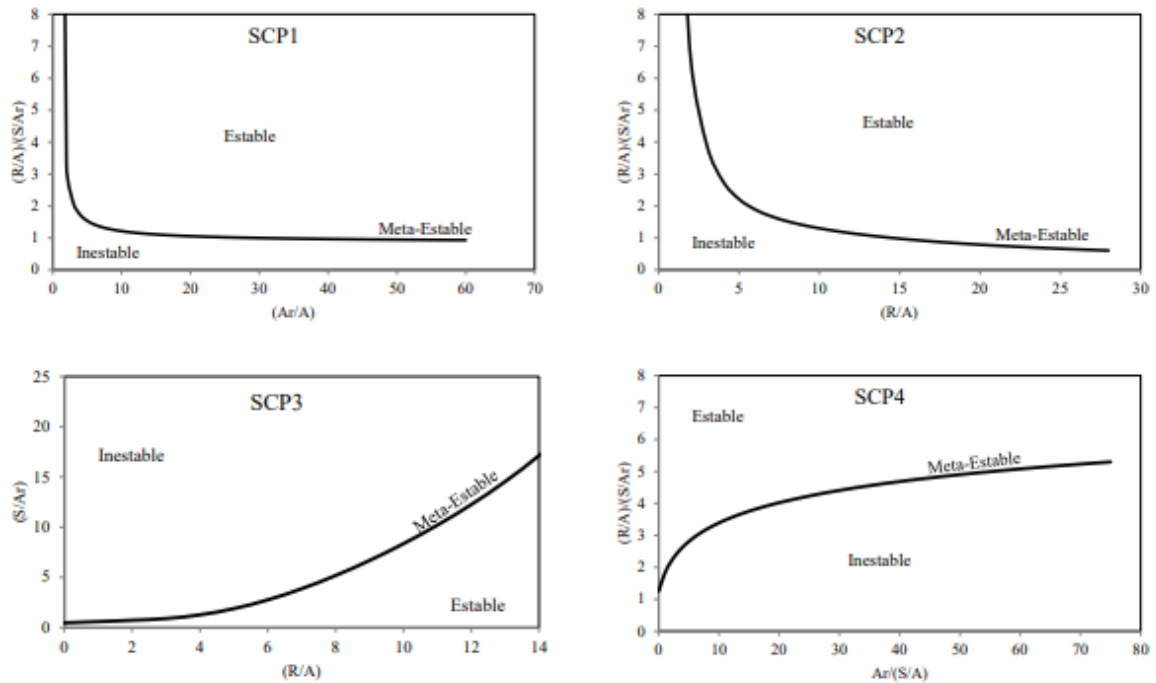
El método fue denominado Stability Cross Plot y se basa en la generación de las siguientes cuatro gráficas:

- SCP1: $[Ar/A]$ versus $[(R/A)/(S/Ar)]$
- SCP2: $[R/A]$ versus $[(R/A)/(S/Ar)]$
- SCP3: $[R/A]$ versus $[S/Ar]$
- SCP4: $[Ar/(S/A)]$ versus $[(R/A)/(S/Ar)]$

En la Fig. 21 se muestran a detalle cada una de las gráficas anteriores.

Figura 21

Gráficos del criterio Stability Cross Plot



Nota. Tomado de Guzmán, R. (2017). Evaluación de la estabilidad de asfaltenos de aceites crudos durante su almacenamiento. Instituto Técnico Nacional de México.

Estos cuatro gráficos evalúan el comportamiento del crudo de manera distinta, evitando la ambigüedad y obteniendo un valor único de estabilidad de los asfaltenos. (Izadpanahi et al., 2019).

2.8.6 Prueba de la mancha (ASTM D-4740)

La prueba de la mancha, también conocida como la prueba de oliensis, es una prueba cualitativa que se le hace a una muestra de crudo para determinar visualmente la estabilidad de los asfaltenos presentes. Se trata de un procedimiento sencillo. (Padrón & Lizcano, 2014)

La prueba consiste en la observación de las manchas hechas por una gota de la mezcla depositada sobre un papel de filtro. Una vez la muestra cae sobre el papel filtro, genera una mancha redonda. Dependiendo de la estabilidad de los asfaltenos de la muestra, la mancha puede ser de color uniforme, es decir, estable. O puede exhibir una aureola central más o menos nítida, que indica que los asfaltenos de la muestra tienen tendencia a la precipitación. (Alayon, 2004)

Esta prueba está estandarizada en la norma ASTM D-4740 y clasifica al tipo de mancha teniendo en cuenta un sistema de referencia que se compone de una escala de 1 a 5, siendo 5 el mayor valor. (Guzmán, 2017)

En la Tabla 4 se muestra la clasificación del tipo de mancha según la norma ASTM D-4740

Tabla 4*Clasificación del tipo de mancha según la norma ASTM D-4740*

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

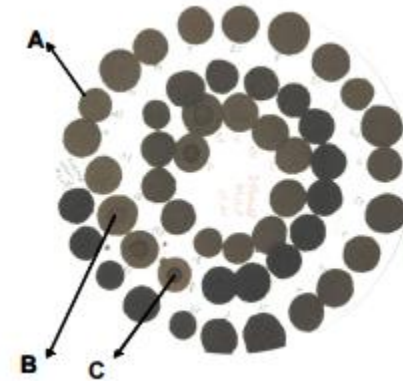
Nota. Tomado de Guzmán, R. (2017). Evaluación de la estabilidad de asfaltenos de aceites crudos durante su almacenamiento. Instituto Técnico Nacional de México. Tesis doctoral.

De acuerdo con este método, si una muestra deja manchas que se encuentren clasificadas como tipo 3 o superior, presenta inestabilidad. La escala es ascendente, es decir, que a mayor número se espera que el asfalteno precipite más fácilmente. (Guzmán et al., 2017).

En la Figura 22 se muestran ejemplos de los tipos de manchas observados.

Figura 22

Método de la mancha para determinación de punto de floculación de asfaltenos



Nota. (A) Asfaltenos dispersos, (B) Asfaltenos comenzando a flocular y (C) Asfaltenos floculados. Tomado y editado de Alayon, M. (2004). Asfaltenos. Ocurrencia y floculación. Cuaderno FIRP.

2.9 FUTURAS INVESTIGACIONES DE LOS ASFALTENOS

Los asfaltenos plantean muchos desafíos para las operaciones de la industria puesto que no sólo incrementan la viscosidad los fluidos, sino que estabilizan las emulsiones agua-petróleo. (Akbarzadeh et al., 2007)

Cuando los petróleos son más viscosos, sus componentes fluyen con menos facilidad y tienen a formar emulsiones difíciles de tratar en separadores. Por tanto, una mejor comprensión de los asfaltenos es clave para prevenir la formación de emulsiones. (Akbarzadeh et al., 2007)

Los asfaltenos, asimismo, pueden inducir cambios en la mojabilidad de la roca. Se conoce que, aún en pequeñas cantidades, se adsorben en los granos de las formaciones y en muchos modelos de mojabilidad, las ecuaciones tienen en cuenta la presencia de asfaltenos para modelar situaciones donde el petróleo es la fase mojante. (Akbarzadeh et al., 2007)

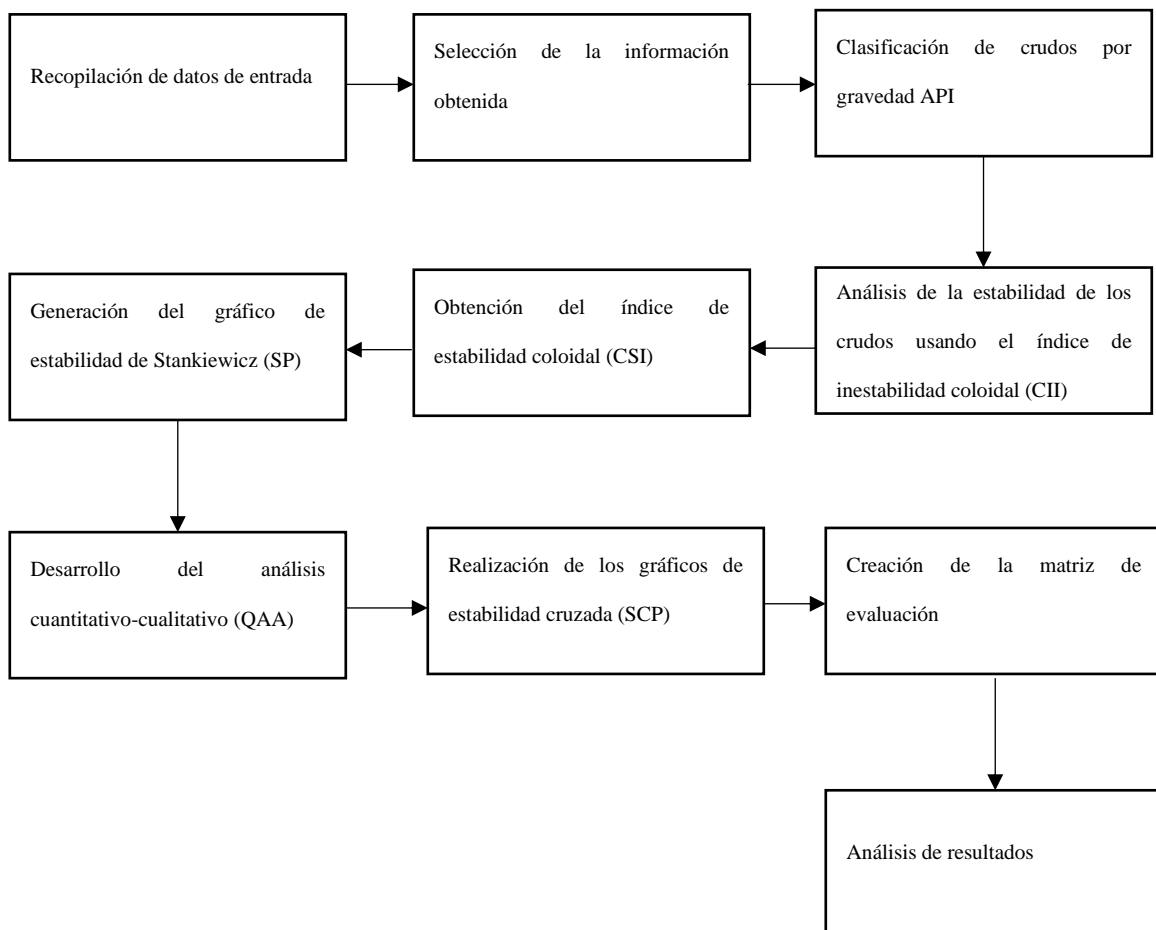
En conclusión, se requiere de una caracterización integral de los asfaltenos y estudios profundos de sus propiedades químicas para realizar modelos composiciones avanzados que permitan simular las condiciones de yacimiento y transporte para predecir con eficacia los procesos de transporte y refinación de crudo. (Akbarzadeh et al., 2007)

3. Metodología para el análisis de la estabilidad de asfaltenos

A continuación, en la Fig. 23 se ilustra la metodología planteada en el presente trabajo de grado para analizar la estabilidad de asfaltenos en el crudo a partir de diferentes métodos.

Figura 23

Metodología para evaluar la predicción de la estabilidad de asfaltenos en el crudo



Nota. Autor.

- Recopilación de datos de entrada.

Con base en las revisiones bibliográficas, se adquirieron datos de laboratorio de investigaciones preliminares (análisis SARA) de crudos colombianos de diferente API para analizar el comportamiento de cada metodología, evaluar la fiabilidad de cada una y estudiar ventajas y limitaciones.

- Selección de la información obtenida.

Una vez se obtuvieron los datos de los análisis SARA, se hizo un filtrado de la información recolectada y se llevó a cabo la selección final de las mismas. No se realizó validación experimental, por tanto, se seleccionó la información comparando los resultados con respecto a los reportados en la literatura.

- Clasificación de crudos por gravedades API

Inmediatamente después, se clasificaron los crudos teniendo en cuenta su gravedad API. Esto se realizó con el objetivo de analizar el comportamiento que tenían las diferentes metodologías de predicción de precipitación de asfaltenos y como variaban respecto a este parámetro.

La tabla 5 indica la clasificación de API usada para catalogar a los crudos en este trabajo de grado.

Tabla 5

Clasificación de los crudos según su gravedad API

Crudo	API	
	Inferior	Superior
Extrapesado	0	10
Pesado	10	20
Mediano	20	30
Liviano	30	40
Condensado	40	60

Nota. Autor.

- Análisis de la estabilidad de los crudos usando el índice de inestabilidad coloidal (CII)

A continuación, se calculó el índice de inestabilidad coloidal (CII) y se clasificaron las muestras de acuerdo a este parámetro.

- Obtención del índice de estabilidad coloidal (CSI)

Seguidamente, se obtuvo el índice de estabilidad coloidal tomando los datos del índice de inestabilidad (CII) y aplicando los respectivos valores de ϵ^{asph} y ϵ^{res} , teniendo en cuenta si el crudo era estable o inestable (Tabla 2).

- Generación del gráfico de estabilidad de Stankiewicz (SP)

Inmediatamente, se generó el gráfico de estabilidad de Stankiewicz (SP). Este gráfico se obtuvo de los resultados SARA y tuvo en cuenta las relaciones de A/R y S/Ar.

- Desarrollo del análisis cuantitativo-cualitativo (QAA)

Luego, se llevó a cabo el análisis cuantitativo-cualitativo. Para ello, se calcularon las siguientes relaciones: R/A; S/A; Ar/A; $(R*Ar)/(S*A)$; $(S*Ar)/(A)$; $(Ar)/(S*A)$. Luego, fueron graficadas cada una de las anteriores relaciones y se establecieron las zonas de estabilidad calculando los valores máximos y dividiéndolos entre 2 y entre 4.

Dependiendo de la zona en que la muestra se encontrara, para cada una de las relaciones, se le asignó un valor de 10, 5 o 1. Al final, se realizó una sumatoria de todos los valores asignados y se calculó su estabilidad teniendo en cuenta la Tabla 3.

- Realización de los gráficos de estabilidad cruzada (SCP)

Para la realización de los gráficos de estabilidad cruzada, el primer paso fue obtener los siguientes cocientes: Ar/A ; $(R/A)/(S/Ar)$; R/A ; S/Ar ; $(Ar)/(S/A)$. Luego, se graficaron las curvas SP1, SP2, SP3 y SP4.

Se realizó un análisis para identificar las regiones delimitadas por las gráficas y poder clasificar la estabilidad de los crudos con base a su ubicación dentro de estas.

Al final se obtuvieron cuatro resultados de estabilidad, uno para cada gráfica y se escogió como estado final la estabilidad que más se repetía.

- Creación de la matriz de evaluación

Guzmán, R. (2017) en su tesis de doctorado concluye que el CII es el menos confiable y especifica que los mejores métodos son el de Sepúlveda (QQA) y SCP debido a que utilizan muchas comparaciones por lo cual brindan la mayor certeza. Pero es contundente en decir: “Se concluye que es conveniente evaluar todos los índice y métodos que usan los parámetros del análisis SARA para predecir la estabilidad de los asfaltenos en los aceites crudo y tomar el resultado promedio como la característica que mejor define el carácter de estabilidad de los asfaltenos en el aceite crudo”.

Por tanto, en esta metodología se creó una matriz de evaluación de ceros y unos para calcular el porcentaje de acierto con respecto al valor de tendencia promedio

- Análisis de resultados

Por último, se analizaron los resultados con el objetivo de identificar cual es el resultado promedio entre las metodologías que permita analizar con mayor certeza y confiabilidad el grado de estabilidad de los asfaltenos de un crudo.

3.1 ANÁLISIS Y RESULTADOS

En la tabla 6 se muestra los crudos utilizados en el análisis de metodologías para predecir la estabilidad de asfaltenos en el crudo.

Tabla 6

Resultados SARA de crudos analizados

Crudo	Nombre	°API	%Saturados	%Aromáticos	%Resinas	%Asfaltenos
1	Cohembi	18,5	22,1	29,3	14	14,2
2	Galán	20,8	39,6	29,5	14,7	2,1
3	Infantas	21,1	43,5	26,6	13,7	1,8
4	LCT	25,3	36,2	31,8	10,5	1,5
5	Araguaney	26,7	48,6	27,2	5,8	2,3
6	Perenco	26,9	54	25,2	5,6	1,5
7	Suria	28,7	40,1	35,3	4,6	2,3
8	Calipso	29,7	48,4	21,1	6,3	1,6
9	Bonga	29,7	41,2	24,6	5,3	0,3
10	South Blend	29,8	31,8	28,5	7,9	3,8
11	Caño Limón	29,9	43,6	24,1	7,3	3
12	Rancho Hermoso	34,6	42,7	17,7	3,7	1,1
13	Cusiana	44,1	44,9	13,9	1,4	0,2
14	Cupiagua	47,1	39,3	15,6	1	0,4
15	Floreña	49,1	35,5	7,6	0,5	0,8

Nota. Tomado de Autor a partir de información reportada en la literatura.

Se trata de crudos colombianos de gravedades API de 18,5° a 49,1°. Los crudos pueden ser clasificados como pesados (Cohembi), medianos (Galán, Infantas, LCT, Araguaney, Perenco, Suria, Calipso, Bonga, South Blend, Caño Limón), livianos (Rancho Hermoso) y condensados (Cusiana, Cupiagua, Floreña).

3.1.1 Índice de inestabilidad coloidal (CII)

A continuación, fue calculado el índice de inestabilidad coloidal (CII) usando su ecuación respectiva. Los resultados del cálculo de este índice se encuentran en la tabla 7.

Tabla 7

Cálculo del índice de inestabilidad coloidal (CII) para las muestras de crudo

Crudo	Nombre	°API	IIC	Estado
1	Cohembi	18,5	0,84	Metaestable
2	Galán	20,8	0,94	Inestable
3	Infantas	21,1	1,12	Inestable
4	LCT	25,3	0,89	Metaestable
5	Araguaney	26,7	1,54	Inestable
6	Perenco	26,9	1,80	Inestable
7	Suria	28,7	1,06	Inestable
8	Calipso	29,7	1,82	Inestable
9	Bonga	29,7	1,39	Inestable
10	South Blend	29,8	0,98	Inestable
11	Caño Limón	29,9	1,48	Inestable
12	Rancho Hermoso	34,6	2,05	Inestable
13	Cusiana	44,1	2,95	Inestable
14	Cupiagua	47,1	2,39	Inestable
15	Floreña	49,1	4,48	Inestable

Nota. Autor.

La mayoría de crudos arrojaron ser inestables y solo dos crudos (Cohembi y LCT) se consideraron metaestables.

3.1.2 Índice de estabilidad coloidal (CSI)

Se calculó entonces el índice de estabilidad coloidal (CSI) usando los resultados de estabilidad hallados anteriormente y los valores de la constante dieléctrica de la Tabla 2. En la Tabla 8 se muestra el cálculo del índice de estabilidad coloidal (CSI) para las muestras de crudo analizadas.

Tabla 8

Cálculo del índice de estabilidad coloidal (CSI) para las muestras de crudo

Crudo	Nombre	°API	CSI	Estado
1	Cohembi	18,5	-	Metaestable
2	Galán	20,8	0,91	Estable
3	Infantas	21,1	1,01	Inestable
4	LCT	25,3	-	Metaestable
5	Araguaney	26,7	1,56	Inestable
6	Perenco	26,9	1,62	Inestable
7	Suria	28,7	1,18	Inestable
8	Calipso	29,7	1,65	Inestable
9	Bonga	29,7	1,08	Inestable
10	South Blend	29,8	1,34	Inestable
11	Caño Limón	29,9	1,63	Inestable
12	Rancho Hermoso	34,6	1,82	Inestable
13	Cusiana	44,1	2,34	Inestable
14	Cupiagua	47,1	2,03	Inestable
15	Floreña	49,1	4,15	Inestable

Nota. Autor.

Se puede observar que los resultados determinados con este índice son consistentes con los encontrados por el método CII, solo el crudo Galán (20,8 °API) difiere.

3.1.3 Gráfico de estabilidad de Stankiewicz (SP)

Dado que el gráfico de estabilidad requiere del cálculo de las relaciones A/R y S/Ar, estas fueron calculadas y luego graficadas.

La Tabla 9 muestra el resultado de cada relación usada en el cálculo del gráfico de estabilidad de Stankiewicz (SP).

Tabla 9

Relaciones A/R y S/Ar para cálculo del gráfico de estabilidad de Stankiewicz (SP)

Crudo	Nombre	°API	A/R	S/Ar
1	Cohembi	18,5	1,01	0,75
2	Galán	20,8	0,14	1,34
3	Infantas	21,1	0,13	1,64
4	LCT	25,3	0,14	1,14
5	Araguaney	26,7	0,40	1,79
6	Perenco	26,9	0,27	2,14
7	Suria	28,7	0,50	1,14
8	Calipso	29,7	0,25	2,29
9	Bonga	29,7	0,06	1,67
10	South Blend	29,8	0,48	1,12
11	Caño Limón	29,9	0,41	1,81
12	Rancho Hermoso	34,6	0,30	2,41
13	Cusiana	44,1	0,14	3,23
14	Cupiagua	47,1	0,40	2,52
15	Floreña	49,1	1,60	4,67

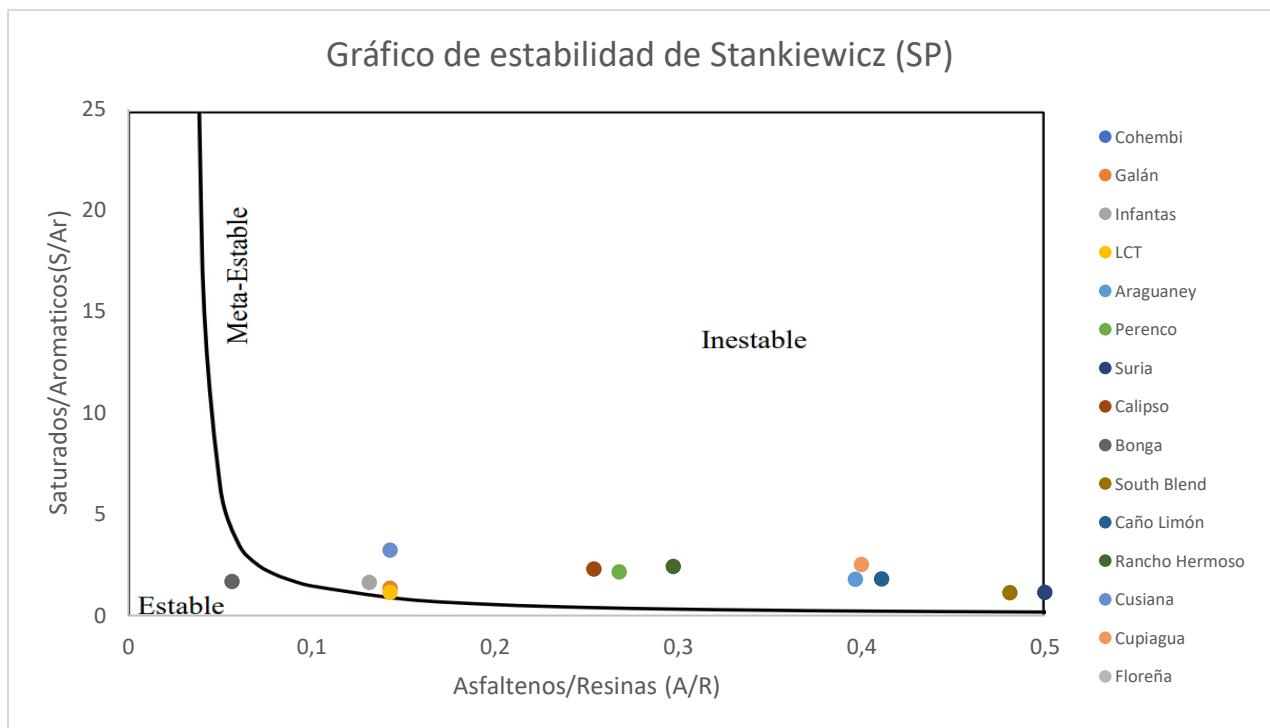
Nota. Autor.

En seguida, fueron graficadas las relaciones halladas en el paso anterior y se obtuvo así el gráfico de estabilidad de Stankiewicz (SP).

En la Fig. 24 y Tabla 10 se muestra la estabilidad por el método de Stankiewicz (SP).

Figura 24

Gráfico de estabilidad de Stankiewicz (SP)



Nota. Autor.

Tabla 10*Estabilidad de los asfaltenos según el gráfico de estabilidad de Stankiewicz (SP)*

Crudo	Nombre	°API	SP
1	Cohembi	18,5	Inestable
2	Galán	20,8	Inestable
3	Infantas	21,1	Metaestable
4	LCT	25,3	Metaestable
5	Araguaney	26,7	Inestable
6	Perenco	26,9	Inestable
7	Suria	28,7	Inestable
8	Calipso	29,7	Inestable
9	Bonga	29,7	Estable
10	South Blend	29,8	Inestable
11	Caño Limón	29,9	Inestable
12	Rancho Hermoso	34,6	Inestable
13	Cusiana	44,1	Inestable
14	Cupiagua	47,1	Inestable
15	Floreña	49,1	Inestable

Nota. Autor.

En la gráfica se observa que, por lo general, los resultados adecuados muestran inestabilidad de los asfaltenos. Sin embargo, hubo tres crudos que rompieron la tendencia y sus resultados según este método no fueron los esperados. Estos crudos fueron: Cohembi (18,5 °API), Infantas (21,1 °API) y Bonga (29,7 °API). Se observa que por este método, el crudo Cohembi es inestable en vez de ser metaestable; el crudo Infantas es metaestable en vez de ser inestable y el crudo Bonga es estable en vez de ser inestable.

3.1.4 Análisis cuantitativo-cualitativo (QAA)

El siguiente método estudiado fue el análisis cuantitativo-cualitativo (QAA) y para ello se obtuvieron sus seis relaciones de fraccionamiento involucradas para el cálculo de esta metodología.

En la Tabla 11 se expone los resultados de las relaciones de fracciones usadas para calcular este método.

Tabla 11

Relaciones de fraccionamiento involucradas en el análisis cuantitativo-cualitativo (QAA)

Crudo	Nombre	°API	R/A	S/A	Ar/A	(R*Ar)/(S*A)	(S*Ar)/(A)	(Ar)/(S*A)
1	Cohembi	18,5	0,99	1,56	2,06	1,31	45,60	0,09
2	Galán	20,8	7,00	18,86	14,05	5,21	556,29	0,35
3	Infantas	21,1	7,61	24,17	14,78	4,65	642,83	0,34
4	LCT	25,3	7,00	24,13	21,20	6,15	767,44	0,59
5	Araguaney	26,7	2,52	21,13	11,83	1,41	574,75	0,24
6	Perenco	26,9	3,73	36,00	16,80	1,74	907,20	0,31
7	Suria	28,7	2,00	17,43	15,35	1,76	615,45	0,38
8	Calipso	29,7	3,94	30,25	13,19	1,72	638,28	0,27
9	Bonga	29,7	17,67	137,33	82,00	10,55	3378,40	1,99
10	South Blend	29,8	2,08	8,37	7,50	1,86	238,50	0,24
11	Caño Limón	29,9	2,43	14,53	8,03	1,35	350,25	0,18
12	Rancho Hermoso	34,6	3,36	38,82	16,09	1,39	687,08	0,38
13	Cusiana	44,1	7,00	224,50	69,50	2,17	3120,55	1,55
14	Cupiagua	47,1	2,50	98,25	39,00	0,99	1532,70	0,99
15	Floreña	49,1	0,63	44,38	9,50	0,13	337,25	0,27

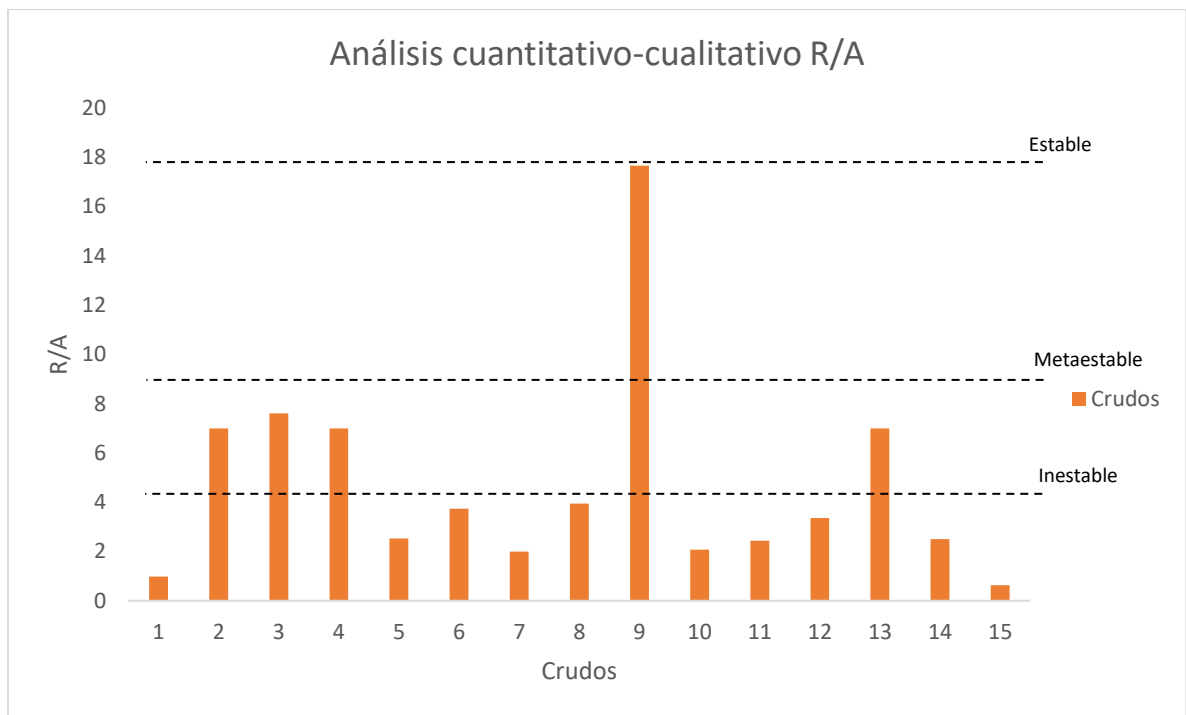
Nota. Autor.

Luego, se realizó el análisis para cada una de las relaciones de fraccionamiento empezando por la relación R/A.

La Fig. 25 muestra la gráfica del análisis cuantitativo-cualitativo para la relación R/A.

Figura 25

Análisis cuantitativo-cualitativo R/A



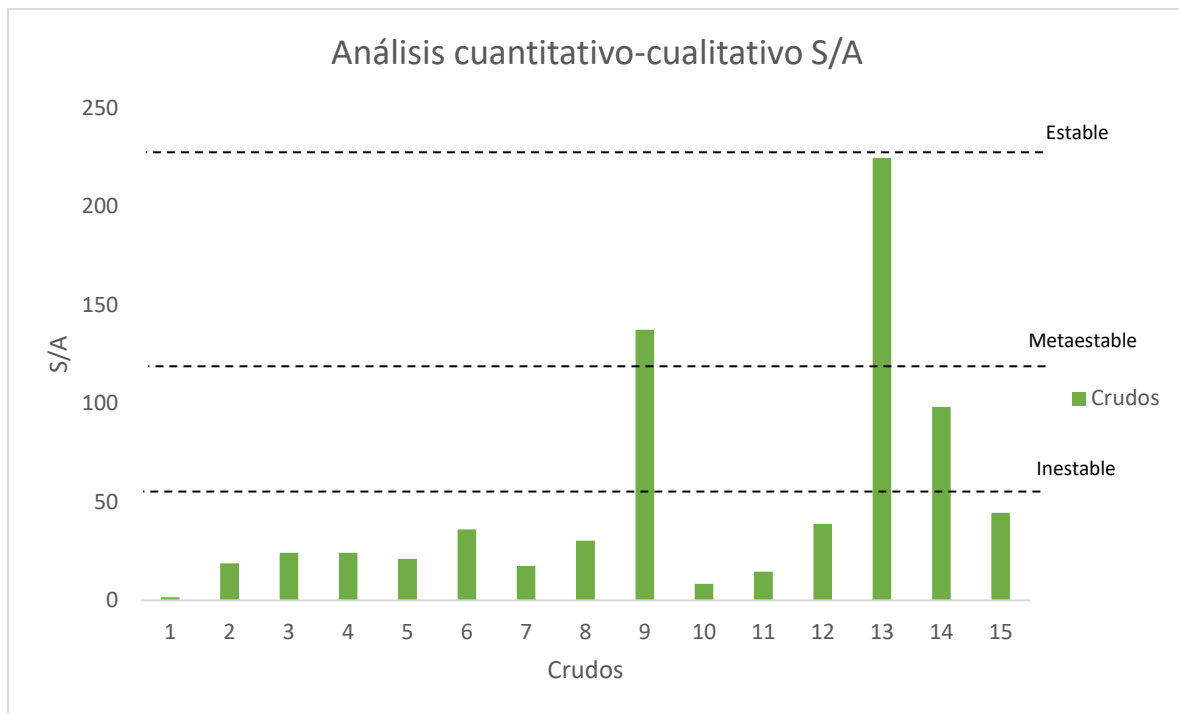
Nota. Autor.

En el gráfico se aprecia que solo el crudo Bonga (9) es el único considerado estable. Los crudos Galán (2), Infantas (3), LCT (4) y Cusiana (13) son considerados metaestables.

La siguiente relación a evaluar fue la relación S/A que se ilustra en la Fig. 26.

Figura 26

Análisis cuantitativo-cualitativo S/A



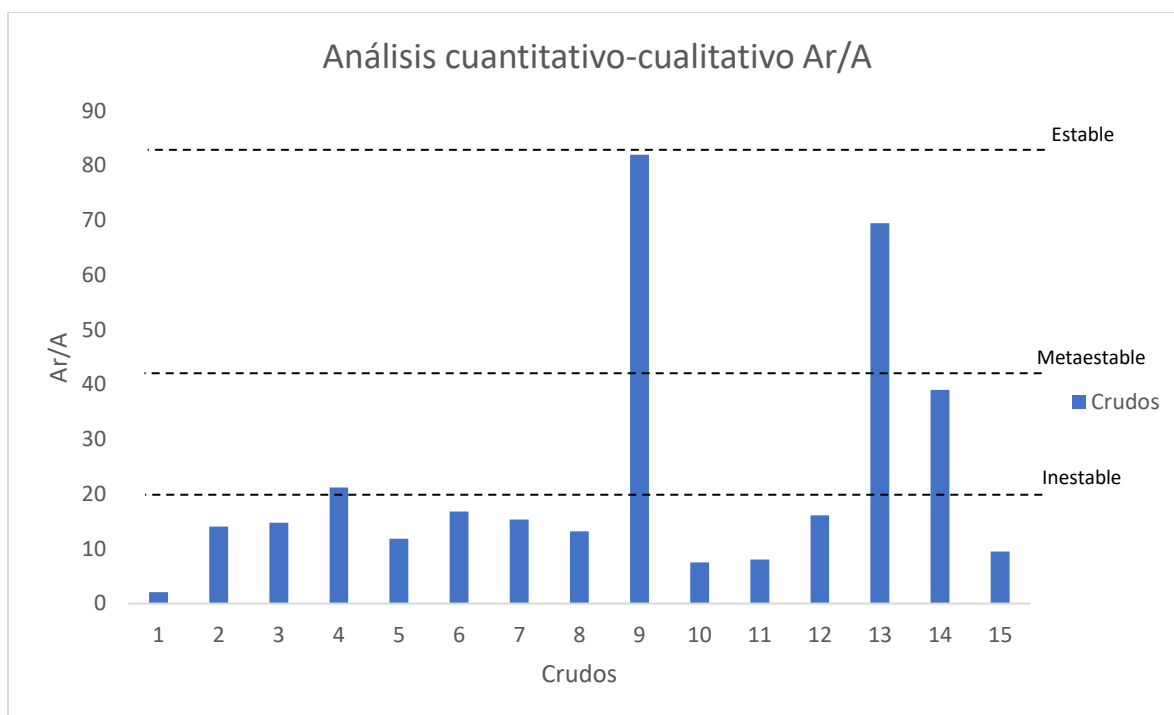
Nota. Autor.

La mayoría de los crudos analizados en esta relación indicaron ser inestables. El crudo Cupiagua (14) es el único considerado como metaestable. Los crudos Bonga (9) y Cusiana (13) son considerados como estables.

Posteriormente, se graficó la relación Ar/A . Los resultados pueden observarse en la Fig. 27.

Figura 27

Análisis cuantitativo-cualitativo Ar/A



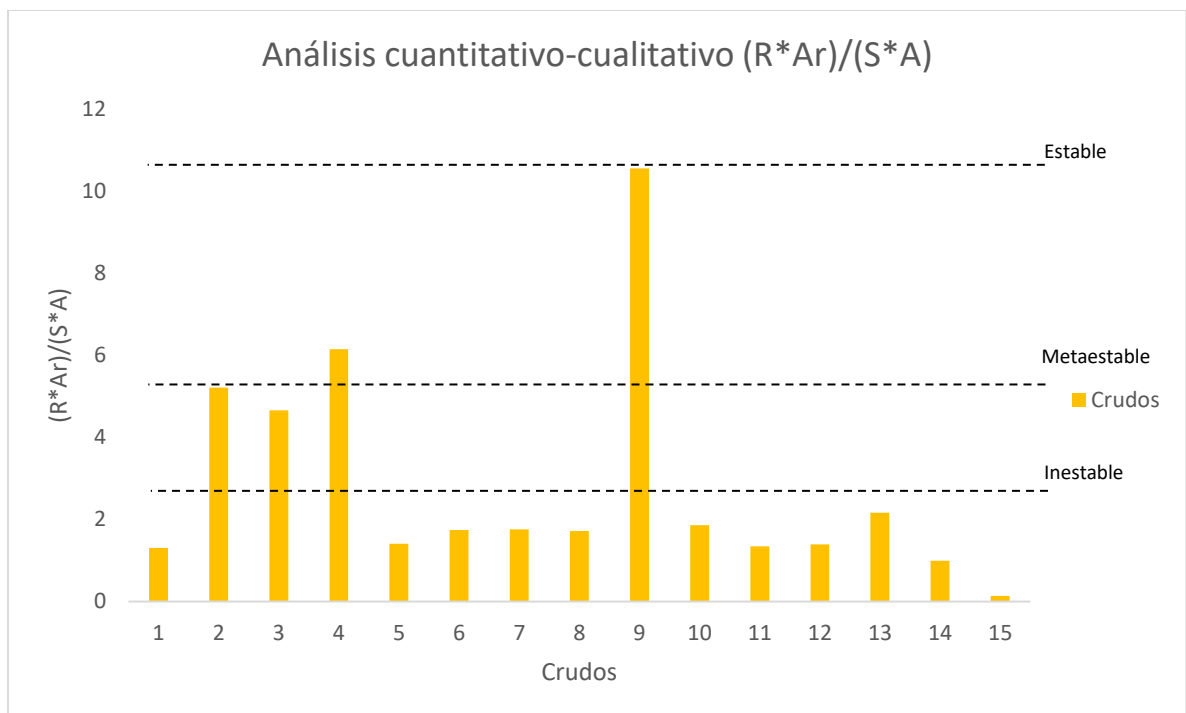
Nota. Autor.

Esta relación tuvo un comportamiento muy parecido a la relación anterior (S/A), los mismos tres crudos (Bonga (9), Cusiana (13) y Cupiagua (14)) rompieron el comportamiento esperado. Cabe destacar que adicionalmente a los crudos anteriores, el crudo LCT (4) pasa a ser considerado metaestable.

La Fig. 28 muestra la gráfica del análisis cuantitativo-cualitativo de la relación $(R^*Ar)/(S^*A)$.

Figura 28

*Análisis cuantitativo-cualitativo $(R^*Ar)/(S^*A)$*



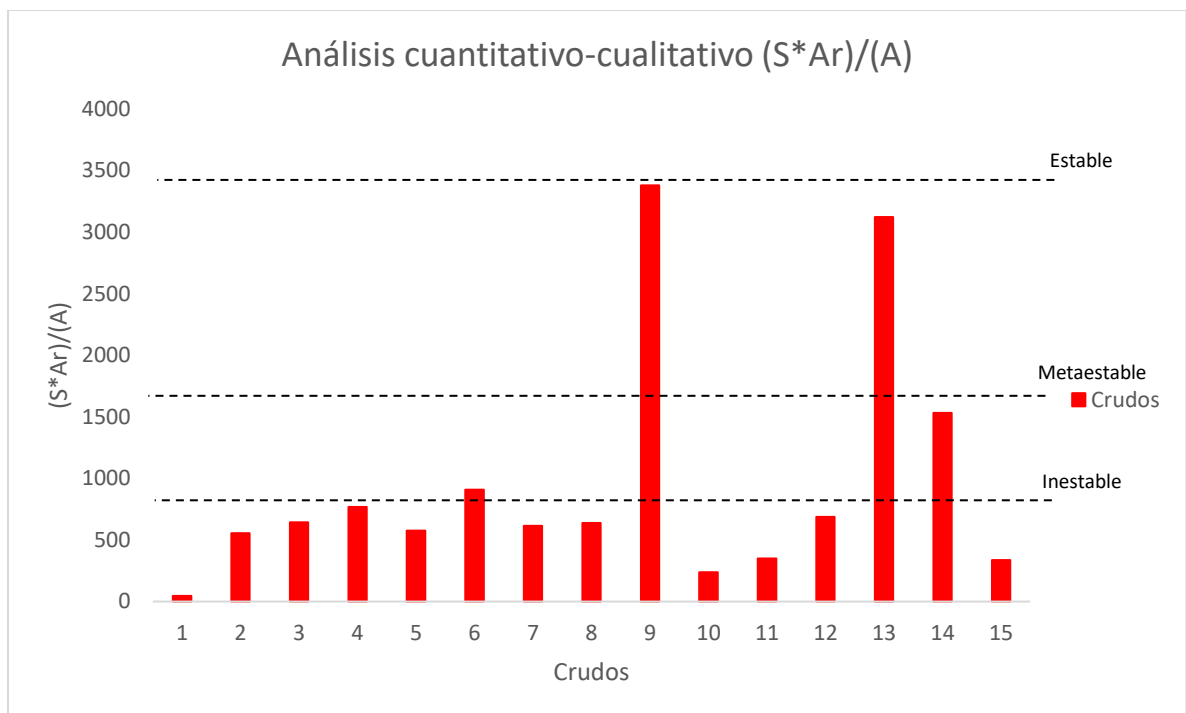
Nota. Autor.

En esta gráfica, se distingue el comportamiento de los crudos Galán (2) e Infantas (3) como metaestables. Adicionalmente, los crudos LCT (4) Y Bonga (9) son considerados estables.

Seguidamente, se analizó la relación $(S^*Ar)/(A)$ y el gráfico de su análisis cuantitativo-cualitativo se aprecia en la Fig. 29.

Figura 29

*Análisis cuantitativo-cualitativo $(S^*Ar)/(A)$*



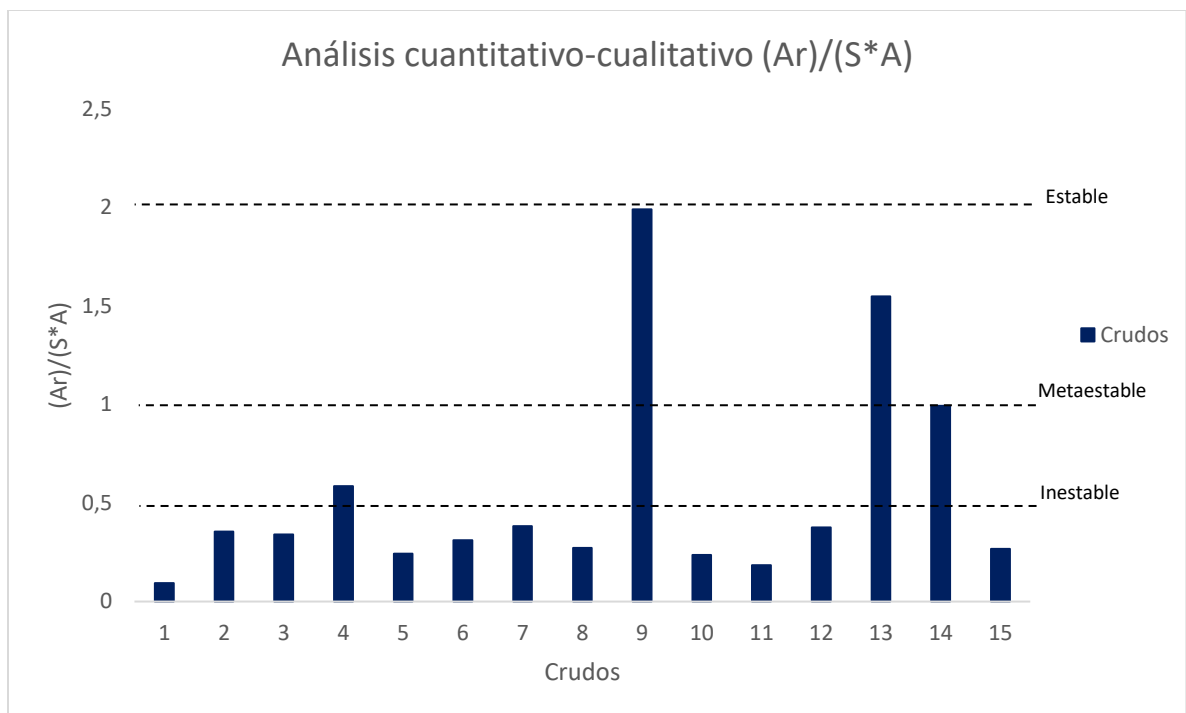
Nota. Autor.

Esta figura muestra que los crudos Perenco (6) y Cupiagua (14) son metaestables. Los crudos Bonga (9) y Cusiana (13) se consideran estables y el resto, inestables.

La última relación estudiada fue la relación $(Ar)/(S^*A)$ y su análisis se puede observar en la Fig. 30.

Figura 30

*Análisis cuantitativo-cualitativo $(Ar)/(S^*A)$*



Nota. Autor.

Esta relación es particular debido a que los valores en la sumatoria no son los esperados. En la Fig. 30 se observa que la mayoría de crudos se consideran inestables. Solo los crudos LCT (4), Bonga (9), Cusiana (13) y Cupiagua (14) superan el límite de inestabilidad. El valor máximo de esta relación la alcanza el crudo Bonga (9).

En la Tabla 12 se observa la predicción de la estabilidad de los asfaltenos según el análisis cuantitativo-cualitativo (QAA).

Tabla 12

Estabilidad de los asfaltenos según el análisis cuantitativo-cualitativo (QAA)

Crudo	Nombre	°API	R/A	/A	Ar/A	(R*Ar)/(S*A)	(S*Ar)/(A)	(Ar)/(S*A)	Σ	QQA
1	Cohembi	8,5	1	1	1	1	1	10	15	Inestable
2	Galán	20,8	5	1	1	5	1	10	23	Metaestable
3	Infantas	21,1	5	1	1	5	1	10	23	Metaestable
4	LCT	25,3	5	1	5	10	1	5	27	Metaestable
5	Araguaney	26,7	1	1	1	1	1	10	15	Inestable
6	Perenco	26,9	1	1	1	1	5	10	19	Metaestable
7	Suria	28,7	1	1	1	1	1	10	15	Inestable
8	Calipso	29,7	1	1	1	1	1	10	15	Inestable
9	Bonga	29,7	10	10	10	10	10	1	51	Estable
10	South Blend	29,8	1	1	1	1	1	10	15	Inestable
11	Caño Limón	29,9	1	1	1	1	1	10	15	Inestable
12	Rancho Hermoso	34,6	1	1	1	1	1	10	15	Inestable
13	Cusiana	44,1	5	10	10	1	10	1	37	Estable
14	Cupiagua	47,1	1	5	5	1	5	5	22	Metaestable
15	Floreña	49,1	1	1	1	1	1	10	15	Inestable

Nota. Autor.

Esta metodología considera que los crudos Bonga y Cusiana son estables; los crudos Galán, Infantas, LCT, Perenco y Cupiagua son metaestables; el resto inestables.

3.1.4 Gráficos de estabilidad cruzada (SCP)

El último método aplicado en este trabajo fueron los gráficos de estabilidad cruzada (SCP). Estos gráficos requieren el cálculo de 5 relaciones de fraccionamiento para identificar el comportamiento de los crudos.

La Tabla 13 muestra las relaciones de fraccionamiento involucradas en los gráficos de estabilidad cruzada.

Tabla 13

Relaciones de fraccionamiento involucradas en los gráficos de estabilidad cruzada (SCP)

Crudo	Nombre	°API	Ar/A	(R/A)/(S/Ar)	R/A	S/Ar	(Ar)/(S/A)
1	Cohembi	18,5	2,06	1,31	0,99	0,75	18,83
2	Galán	20,8	14,05	5,21	7,00	1,34	1,56
3	Infantas	21,1	14,78	4,65	7,61	1,64	1,10
4	LCT	25,3	21,20	6,15	7,00	1,14	1,32
5	Araguaney	26,7	11,83	1,41	2,52	1,79	1,29
6	Perenco	26,9	16,80	1,74	3,73	2,14	0,70
7	Suria	28,7	15,35	1,76	2,00	1,14	2,02
8	Calipso	29,7	13,19	1,72	3,94	2,29	0,70
9	Bonga	29,7	82,00	10,55	17,67	1,67	0,18
10	South Blend	29,8	7,50	1,86	2,08	1,12	3,41
11	Caño Limón	29,9	8,03	1,35	2,43	1,81	1,66
12	Rancho Hermoso	34,6	16,09	1,39	3,36	2,41	0,46
13	Cusiana	44,1	69,50	2,17	7,00	3,23	0,06
14	Cupiagua	47,1	39,00	0,99	2,50	2,52	0,16
15	Floreña	49,1	9,50	0,13	0,63	4,67	0,17

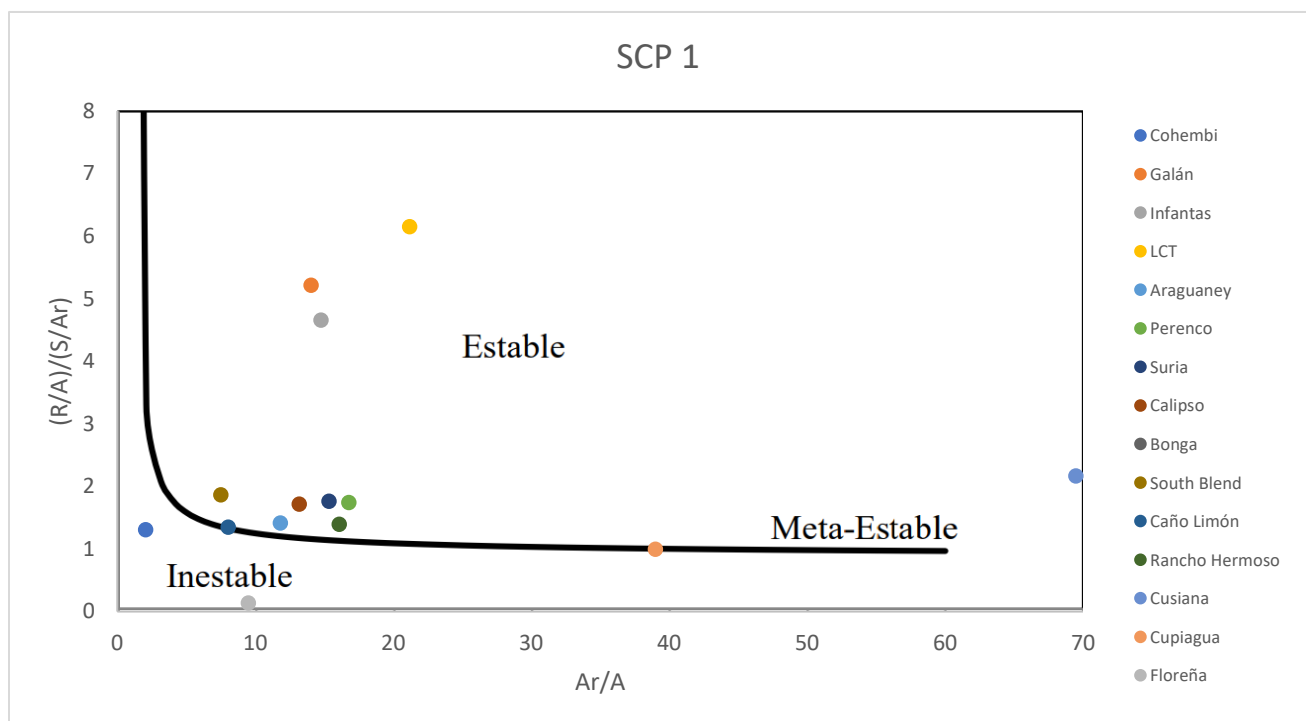
Nota. Autor.

El primer gráfico de estabilidad cruzada es el SCP1.

En la Fig. 31 se observa esta curva.

Figura 31

Gráfico de estabilidad cruzada SCP1



Nota. Autor.

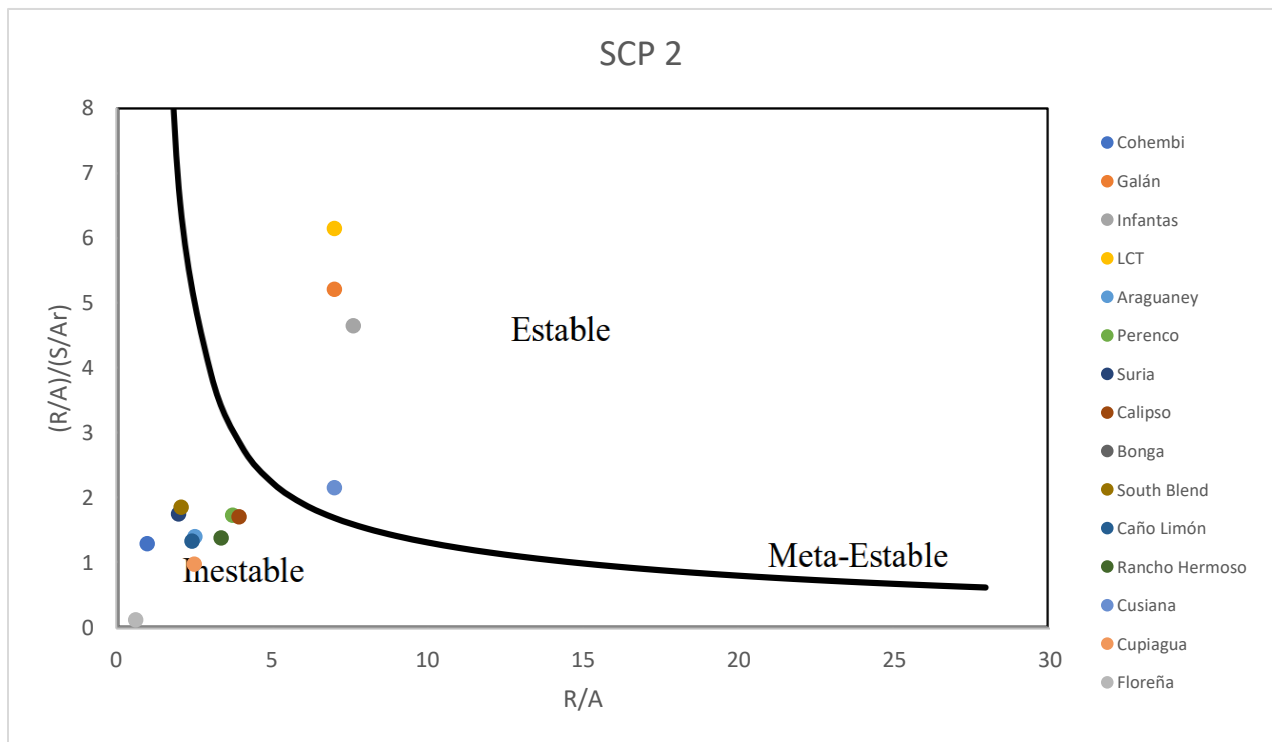
A simple vista se puede apreciar que esta curva considera la mayoría de las muestras de crudo como estables. Solo considera metaestables a los crudos Cupiagua y Caño Limón y considera inestables solamente a Floreña y a Cohembi.

El siguiente gráfico es la curva R/A vs $(R/A)/(S/Ar)$ y se conoce como SCP 2.

La Fig. 32 muestra el gráfico de estabilidad SCP 2.

Figura 32

Gráfico de estabilidad cruzada SCP2



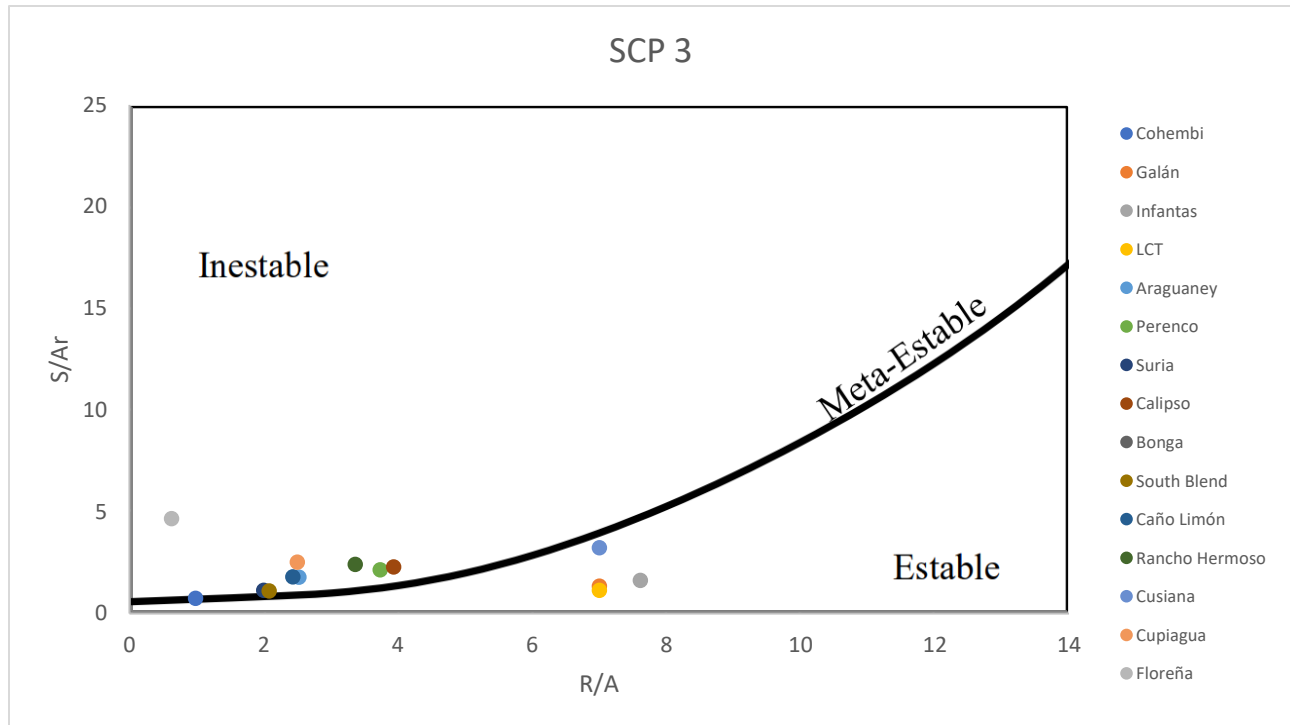
Nota. Autor.

Este gráfico no considera a ninguna muestra de crudo como metaestable. La mayoría de muestras las considera inestables y solo considera a Galán, Infantas, LCT, Bonga y Cusiana como estables.

En la Fig. 33 se muestra el gráfico de estabilidad cruzada SCP 3

Figura 33

Gráfico de estabilidad cruzada SCP3



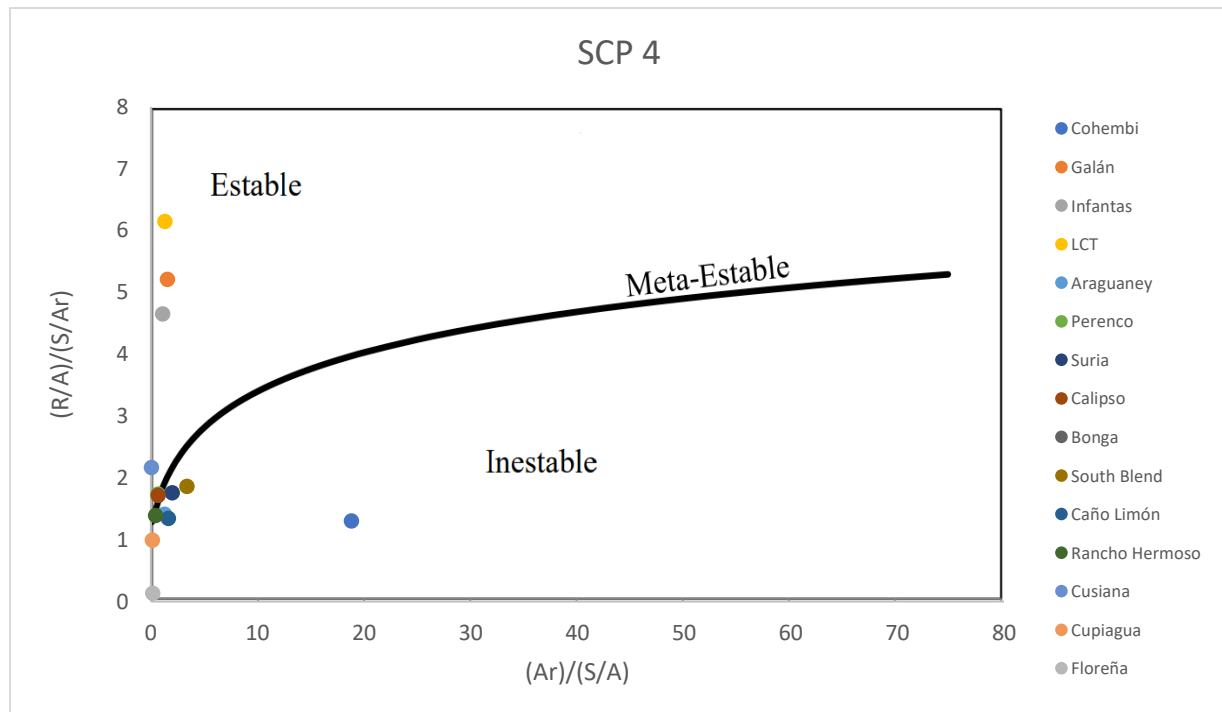
Nota. Autor.

En este gráfico se vislumbra que los crudos Cohembi, Suria y South Blend son metaestables. La curva considera de igual manera estables a los crudos a Galán, Infantas, LCT, Bonga y Cusiana.

El último gráfico de estabilidad cruzada es el SCP4 y se aprecia en la Fig. 34.

Figura 34

Gráfico de estabilidad cruzada SCP4



Nota. Autor.

Según esta curva los crudos metaestables son Perenco (6), Calipso (8) y Rancho Hermoso (12). Los crudos estables son Galán (2), Infantas (3), LCT (4), Bonga (9) y Cusiana (13). El resto de muestras de crudo se consideran inestables.

La Tabla 14 muestra la predicción de la estabilidad de los asfaltenos según los gráficos de estabilidad cruzada.

Tabla 14

Estabilidad de los asfaltenos según los gráficos de estabilidad cruzada (SCP)

Crudo	Nombre	°API	SCP 1	SCP 2	SCP 3	SCP 4	SCP
1	Cohembi	18,5	Inestable	Inestable	Metaestable	Inestable	Inestable
2	Galán	20,8	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable
3	Infantas	21,1	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable
4	LCT	25,3	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable
5	Araguaney	26,7	Estable	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable
6	Perenco	26,9	Estable	Inestable	Inestable	Metaestable	Inestable
7	Suria	28,7	Estable	Inestable	Metaestable	Inestable	Inestable
8	Calipso	29,7	Estable	Inestable	Inestable	Metaestable	Inestable
9	Bonga	29,7	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable
10	South Blend	29,8	Estable	Inestable	Metaestable	Inestable	Inestable
11	Caño Limón	29,9	Metaestable	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable
12	Rancho Hermoso	34,6	Estable	Inestable	Inestable	Metaestable	Inestable
13	Cusiana	44,1	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable
14	Cupiagua	47,1	Metaestable	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable
15	Floreña	49,1	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable

Nota. Autor.

3.1.6 Comparación de resultados con metodologías para predecir la estabilidad de asfaltenos

A continuación, en la Tabla 15 se muestra la comparación de las metodologías analizadas para predecir la estabilidad de asfaltenos en el crudo y sacar el promedio.

Tabla 15

Comparación de resultados en crudos colombianos con diferentes metodologías para predecir la estabilidad de asfaltenos

Crudo	Nombre	°API	CII	CSI	SP	QQA	SCP	Promedio
1	Cohembi	18,5	Metaestable	Metaestable	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable
2	Galán	20,8	Inestable	Estable	Inestable	Metaestable	Estable	Metaestable
3	Infantas	21,1	Inestable	Inestable	Metaestable	Metaestable	Estable	Metaestable
4	LCT	25,3	Metaestable	Metaestable	Metaestable	Metaestable	Estable	Metaestable
5	Araguaney	26,7	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable
6	Perenco	26,9	Inestable	Inestable	Inestable	Metaestable	Inestable	Inestable
7	Suria	28,7	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable
8	Calipso	29,7	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable
9	Bonga	29,7	Inestable	Inestable	Estable	Estable	Estable	Estable
10	South Blend	29,8	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable
11	Caño Limón	29,9	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable
12	Rancho Hermoso	34,6	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable
13	Cusiana	44,1	Inestable	Inestable	Inestable	Estable	Estable	Inestable
14	Cupiagua	47,1	Inestable	Inestable	Inestable	Metaestable	Inestable	Inestable
15	Floreña	49,1	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable

Nota. Autor.

Realizando una observación para las muestras analizadas de crudos colombianos se encuentra que la metodología que determina cualitativamente mejor el grado de estabilidad de los asfaltenos es con la SP.

3.1.7 Matriz de comparación de metodologías analizadas

Siguiendo la metodología, se creó una matriz de comparación de ceros y unos para evaluar la fiabilidad de las diferentes metodologías comparando con los resultados promedio.

La Tabla 16 muestra esta matriz de comparación.

Tabla 16

Matriz de comparación de metodologías analizadas

Crudo	Nombre	°API	Estado promedio	CII	CSI	SP	QQA	SCP
1	Cohembi	18,5	Inestable	0	0	1	1	1
2	Galán	20,8	Metaestable	0	0	0	1	0
3	Infantas	21,1	Metaestable	0	0	1	1	0
4	LCT	25,3	Metaestable	1	1	1	1	0
5	Araguaney	26,7	Inestable	1	1	1	1	1
6	Perenco	26,9	Inestable	1	1	1	0	1
7	Suria	28,7	Inestable	1	1	1	1	1
8	Calipso	29,7	Inestable	1	1	1	1	1
9	Bonga	29,7	Estable	0	0	1	1	1
10	South Blend	29,8	Inestable	1	1	1	1	1
11	Caño Limón	29,9	Inestable	1	1	1	1	1
12	Rancho Hermoso	34,6	Inestable	1	1	1	1	1
13	Cusiana	44,1	Inestable	1	1	1	0	0
14	Cupiagua	47,1	Inestable	1	1	1	0	1
15	Floreña	49,1	Inestable	1	1	1	1	1
% Coincidencia con el estado promedio				73,33%	73,33%	93,33%	80%	73,33%

Nota. Autor.

Para los crudos en estudio el método gráfico de Stankiewicz (SP) que se base en las relaciones A/R y S/Ar para calcular la estabilidad, muestra el mayor grado de fiabilidad (93,33%).

3.1.8 Comprobación del método SP para evaluar la estabilidad de los asfaltenos

En investigaciones realizadas a crudos y depósitos sólidos orgánicos del Campo Colorado tanto a nivel experimental como por simulación se ha encontrado que ocurre precipitación de asfaltenos. (Ariza León et al., 2012)

Los crudos de este campo son parafínicos con API superiores a 30.

Con el fin de verificar la fiabilidad del método SP, éste se aplicó a 7 crudos del Campo Colorado de los cuales se tiene análisis SARA. La Tabla 17 muestra los resultados SARA usados para la comprobación del método SP.

Tabla 17

Análisis SARA de crudos del campo Colorado

Crudo	Nombre	°API	%Saturados	%Aromáticos	%Resinas	%Asfaltenos
1	Col-37	36,05	74,11	19,21	5,99	0,68
2	Col-25	36,1	64,09	25,26	9,93	0,73
3	Col-64	36,8	72,95	19,97	6,52	0,55
4	Col-38	38,03	75,04	18,33	6,06	0,58
5	Col-11	38,7	74,17	20,63	4,62	0,58
6	Col-12	38,9	74,39	20	5,04	1,31
7	Col-62	45	74,7	19,23	5,47	0,61

Nota. Autor.

Una vez aplicada la metodología expuesta en este trabajo de grado, se obtuvo la estabilidad promedio de los asfaltenos para cada una de las muestras de crudo del campo Colorado. Los resultados se pueden observar en la Tabla 18.

Tabla 18

Estabilidad promedio de los crudos del campo Colorado

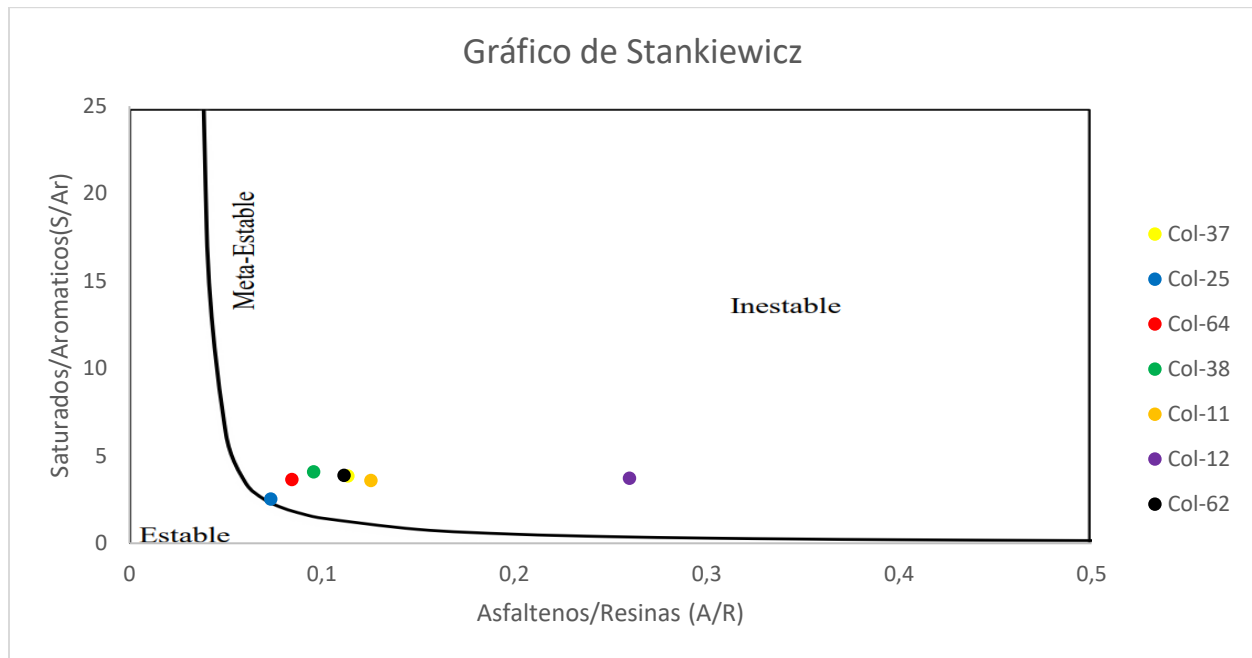
Crudo	Nombre	°API	Estado promedio
1	Col-37	36,05	Inestable
2	Col-25	36,1	Metaestable
3	Col-64	36,8	Inestable
4	Col-38	38,03	Inestable
5	Col-11	38,7	Inestable
6	Col-12	38,9	Inestable
7	Col-62	45	Inestable

Nota. Autor.

La Fig. 35 muestra el gráfico de estabilidad de Stankiewicz (SP) para las 7 muestras de crudo del campo Colorado.

Figura 35

Gráfico de Stankiewicz para muestras del campo Colorado

*Nota. Autor.*

La Tabla 19 sintetiza la estabilidad de los asfaltenos del campo Colorado según el método SP.

Tabla 19*Estabilidad de los crudos del campo Colorado según el método de Stankiewicz (SP)*

Crudo	Nombre	°API	Estado promedio	SP
1	Col-37	36,05	Inestable	1
2	Col-25	36,1	Metaestable	1
3	Col-64	36,8	Inestable	1
4	Col-38	38,03	Inestable	1
5	Col-11	38,7	Inestable	1
6	Col-12	38,9	Inestable	1
7	Col-62	45	Inestable	1
% Coincidencia con el estado promedio				100

Nota. Autor.

En la Tabla 19 se puede observar que el método SP es el método más confiable para predecir con exactitud la estabilidad de los asfaltenos para cada muestra de crudo. El método fue capaz de coincidir al 100% con los resultados experimentales y de simulación que se tienen de este campo, por lo que se puede comprobar su fiabilidad.

3.2 DISCUSIÓN

Teniendo en cuenta los resultados del análisis anterior y sintetizando en retrospectiva cada una de las ventajas y desventajas de cada metodología experimental, se plantea la siguiente matriz comparativa que puede servir como paso inicial para evaluar el problema de la precipitación de asfaltenos.

La Tabla 20 muestra la matriz comparativa anteriormente mencionada.

Tabla 20

Matriz comparativa de metodologías analizadas para predecir la estabilidad de asfaltenos en el crudo

Metodología	Ventajas	Desventajas	Fiabilidad
Índice de inestabilidad coloidal (CII)	Su fórmula matemática es sencilla y fácil de analizar	Solo evalúa la estabilidad de una muestra con respecto a otra, no con respecto a un todo	73,33%
Índice de estabilidad coloidal (CSI)	Corrige matemáticamente las variaciones del índice de inestabilidad coloidal porque involucra más parámetros	Los valores de los índices son empíricos y no siempre se comportan de la manera esperada	73,33%
Gráfico de estabilidad de Stankiewicz (SP)	Es una herramienta visual que facilita la clasificación rápida del tipo de estabilidad	Requiere de herramientas software especializadas en graficar curvas	93,33%

Análisis cuantitativo-cualitativo (QAA)	Este método tiene en cuenta muchas relaciones entre las fracciones del crudo	Requiere realizar una sumatoria con seis parámetros diferentes y resulta sumamente extenso	80%
Gráficos de estabilidad cruzada (SCP)	Al tratarse de un método gráfico, es de fácil visualización y análisis	Requiere analizar el mismo valor en cuatro graficas diferentes, por lo que es más complejo	73,33%

Nota. Autor.

Conclusiones

De los métodos de determinación de la estabilidad de asfaltenos el que mostró los mejores resultados de fiabilidad en el presente estudio es de gráfico de Stankiewicz (SP) que se base en las relaciones A/R y S/Ar . Se comprobó la fiabilidad de este método SP con crudos del campo Colorado que según resultados obtenidos de manera experimental y por simulación han mostrado que los asfaltenos son inestables, precipitan y forman depósitos sólidos junto con parafinas.

La prueba de la mancha o de oliensis corroborada con el método SP podrá dar mayor grado de certeza en los resultados para evaluar la estabilidad de asfaltenos.

El análisis de la estabilidad de asfaltenos en el crudo es importante realizarlo como parte de la caracterización para anticiparse o corregir problemas por precipitación de asfaltenos que pueden causar daños en la formación productora, en el subsuelo o líneas de producción, tratamiento y transporte; también para implementar estudios con inhibidores convencionales o aplicando nanotecnología.

Recomendaciones

Se recomienda continuar con la investigación de los métodos de predicción de la estabilidad de los asfaltenos realizando comprobaciones experimentales capaces de corroborar los resultados en un laboratorio. Realizar estudio para asfaltenos de otros campos a fin de verificar la aplicación del método SP.

Referencias Bibliográficas

- Akbarzadeh, K., Hammami, A., Kharrat, A., Zhang, D., Allenson, S., Creek, J., Kabir, S., Jamluddin, A., Marshall, A. G., Rodgers, R. P., Mullins, O. C., & Solbakken, T. (2007). Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial. *Oilfield Review*.
- Alayon, M. (2004). Asfaltenos. Ocurrencia y floculación. *Cuaderno FIRP*.
- Ariza León, E., Gutiérrez Quintero, J. F., Bolaño Cervantes, A. A., & Santafé Rangel, E. R. (2012). Análisis De La Simulación De Precipitación De Asfaltenos En El Crudo Del Campo Colorado. *Revista Fuentes*, 10(1).
- Bohórquez, N. (2015). Influencia de la estructura de los asfaltenos en la precipitación de parafinas en los depósitos del campo Colorado. *Universidad Industrial de Santander*.
- Chavarría, S., & Niño, A. (2010). Evaluación del daño a la formación por precipitación de parafinas y asfaltenos en el campo Colorado. *Universidad Industrial de Santander*.
- Cristancho, D., & Hoyos, J. (2008). Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos del Campo Colorado. *Universidad Industrial de Santander*.
- Delgado, J. G. (2015). Precipitación de asfaltenos. *Cuaderno FIRP*.
- Demir, A. B., Bilgesu, L. H., & Hascakir, B. (2016). The effect of brine concentration on asphaltene stability. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2016(September). <https://doi.org/10.2118/181706-ms>
- Díaz, D., & Canchano, R. (2013). Tratamiento químico a nivel de laboratorio para remoción de asfaltenos en el campo Colorado. *Universidad Industrial de Santander*.
- Fakher, S., Ahdaya, M., Elturki, M., & Imqam, A. (2020). Critical review of asphaltene properties

- and factors impacting its stability in crude oil. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(3). <https://doi.org/10.1007/s13202-019-00811-5>
- Garavito, K. (2014). Caracterización estructural de asfaltenos del campo Colorado (Col-55 y Col-76) a través de técnicas espectroscópicas y oxidación catalizada por iones rutenio (rico). *Universidad Industrial de Santander*.
- Gómez C., J., & Gómez R., J. (2014). Evaluación de la movilidad de un crudo sintético con presencia de asfaltenos bajo la influencia de un campo. *Universidad Industrial de Santander*.
- González, J. (2014). Efecto del contenido relativo de los asfaltenos sobre la estabilidad de las emulsiones W-O en el crudo del Campo Colorado. *Universidad Industrial de Santander*.
- Gutiérrez, J., & Bolaño, A. (2011). Estudio del modelo dinámico de precipitación de asfaltenos en el crudo del campo Colorado. *Universidad Industrial de Santander*.
- Guzmán, R. (2017). Evaluación de la estabilidad de asfaltenos de aceites crudos durante su almacenamiento. *Instituto Técnico Nacional de México*. Tesis doctoral.
- Guzmán, R., Ancheyta, J., Trejo, F., & Rodríguez, S. (2017). Methods for determining asphaltene stability in crude oils. *Instituto Mexicano Del Petróleo*, 188. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.10.012>
- Herrera, C. (2015). Modelo de estabilidad de asfaltenos como herramienta para predecir el daño de formación en pozos productores de petróleo con alto contenido de CH₄, CO₂ o N₂. *Universidad Nacional de Colombia Sede Medellin*.
- Ihtsham Hashmi, M., & Ghosh, B. (2015). Dynamic asphaltene deposition control in pipe flow through the application of DC potential. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. <https://doi.org/10.1007/s13202-014-0113-2>
- Izadpanahi, A., Azin, R., Osfouri, S., & Malakooti, R. (2019). Modeling of asphaltene precipitation

- in a light oil reservoir with high producing GOR: case study. *Advanced NanoMaterials and Technologies for Energy Sector*, 3(2).
- Kaushik, P., Kumar, A., Bhaskar, T., Sharma, Y. K., Tandon, D., & Goyal, H. B. (2012). Ultrasound cavitation technique for up-gradation of vacuum residue. *Fuel Processing Technology*. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2011.09.005>
- Kokal, S., & Selim, S. (1995). Asphaltenes: The Cholesterol of Petroleum. *SPE*. <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-29787-MS>
- Limanowka, W. A., Voytechek, M. J., & Limanowka, R. E. (1999). Asphaltene deposition problems in oil industry with focus on electric submersible pump applications. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2. <https://doi.org/10.2118/56662-ms>
- Mohammed, I., Mahmoud, M., Al Shehri, D., El-Husseiny, A., & Alade, O. (2020). Asphaltene precipitation and deposition: A critical review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, September. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107956>
- Ospina, F. (2018). Análisis del efecto de los asfaltenos en la cristalización de parafinas mediante simulación por dinámica molecular. *Universidad Industrial de Santander*.
- Ospino, T. (2009). Aspectos generales del daño de formación por depositación de asfaltenos en yacimientos de petróleo. *Universidad Nacional de Colombia Sede Medellin*.
- Padilla, D., & Watt, K. (2015). Precipitación de asfaltenos : Técnicas de predicción y control Asphaltene precipitation: Prediction and Control Techniques. *Universidad de San Buenaventura Cartagena*.
- Padrón, R., & Lizcano, J. (2014). Evaluación del efecto de la depositación de asfaltenos en el medio poroso a condiciones dinámicas para un crudo colombiano. *Universidad Industrial de Santander*.

- Punase, A., Prakoso, A., & Hascakir, B. (2016). The polarity of crude oil fractions affects the asphaltenes stability. *Society of Petroleum Engineers - SPE Western Regional Meeting, May*.
- Sepúlveda, J., Bonilla, J., & Medina, Y. (2010). Predicción de la estabilidad de los asfaltenos mediante la utilización del análisis SARA para petróleos puros. *Ingeniería y Región, 7*. <https://doi.org/10.25054/22161325.805>
- Sulaimon, A. A., Mendoza de Castro, J. kevin, & Vatsa, S. (2019). New Correlations and Deposition Envelopes for Predicting Asphaltene Stability in Crude Oils. *Journal of Petroleum Science and Engineering*.
- Tabzar, A., Fathinasab, M., Salehi, A., Bahrami, B., & Mohammadi, A. H. (2018). Multiphase flow modeling of asphaltene precipitation and deposition. *Oil and Gas Science and Technology*. <https://doi.org/10.2516/ogst/2018039>
- Vargas, P. (2013). Evaluación de la estabilidad de asfaltenos en mezclas de crudo extrapesado con diluyente a altas presiones, aplicación en un campo colombiano. *Universidad Industrial de Santander*.
- Zuo, P., Qu, S., & Shen, W. (2019). Asphaltenes: Separations, structural analysis and applications. *Journal of Energy Chemistry, 34*. <https://doi.org/10.1016/j.jechem.2018.10.004>

Apéndices

Los apéndices están adjuntos y puede visualizarlos en la base de datos de la biblioteca UIS