

Predicción de la precipitación de asfaltenos por inyección de gas en crudos del occidente venezolano

Prediction of asphaltene precipitation by gas injection in crude oils from western Venezuela

DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.19798073>

Recibido: 2026-01-31 Aceptado: 2026-03-10

Añez Boscán, Mariana José¹

Correo: marianajose.anez@repsol.com

Orcid: <https://orcid.org/0000-0002-9631-7488>

Repsol, Venezuela

Resumen

En el campo Motatán se ha evidenciado deposición de asfaltenos en pozos gas-lift, causando distintos problemas que impactan, significativamente, su producción. En un esfuerzo por la comprensión fundamental del fenómeno de precipitación de asfaltenos, este estudio se concentrará en predecir dónde y cómo ocurrirá la precipitación de asfaltenos en el pozo mediante la integración de los datos de laboratorio, registros de campo y modelos termodinámicos disponibles, cambiando el enfoque correctivo actual por una estrategia predictiva/preventiva. Se encontró que parte del gas inyectado se disuelve en el petróleo y la mezcla entra en el equilibrio trifásico gas-petróleo-asfalteno. Al estudiar el efecto de diferentes tasas de inyección de gas, se encontró que el APE tiende a expandirse gradualmente a medida que aumenta la proporción de gas de inyección y que, en cada una, de las posibles mezclas volumétricas el riesgo de asfalteno se mantiene. Se propone minimizar las presiones fluyentes de cabeza de pozo para reducir la cantidad de gas disuelto y así controlar en gran medida el problema de precipitación de asfaltenos en el pozo.

Palabras clave: asfaltenos, precipitación, gas-lift, modelo matemático.

Abstract

In Motatán field, asphaltene deposition has been observed in gas-lift wells, causing various problems that significantly impact production. In an effort to gain a fundamental understanding of the asphaltene precipitation phenomenon, this study will focus on predicting where and how asphaltene precipitation will occur in the well by integrating all available laboratory data, field logs, and thermodynamic models, thus shifting from the current corrective approach to a predictive/preventive strategy. It was found that some of the injected gas dissolves into the oil, and the mixture enters a three-phase gas-oil-asphaltene equilibrium. By studying the effect of different gas injection rates, it was found that APE tends to expand gradually as the injection gas ratio increases, and asphaltene risk remains constant in each of the possible volumetric

¹ Ingeniero de Petróleo con experiencia en operaciones de producción de petróleo y gas. Repsol, Venezuela.

mixtures. The proposal is to minimize wellhead flowing pressures to reduce the amount of dissolved gas and thus greatly control the problem of asphaltene precipitation in the well.

Keywords: asphaltenes, precipitation, gas-lift, mathematical model.

Introducción

En Motatán, un campo maduro ubicado en el Occidente de Venezuela, se ha observado deposición de asfaltenos en la tubería de producción de algunos pozos con levantamiento artificial por gas. Esta deposición es un problema bien conocido; este fenómeno afecta, seriamente, la producción de petróleo pues, puede llegar a obstruir parcial o totalmente el área de flujo generando un aumento en la caída de presión y reducción de la tasa de producción.

Por otro lado, es frecuente encontrar válvulas de gas lift con acumulación de depósitos de sólidos (valve fouling) que afecta el funcionamiento e impide su recuperación mediante herramientas de guaya fina. Además, puede imposibilitar la corrida de herramientas de guaya hasta la profundidad deseada y causar daños a las herramientas y modificación de los equipos, herramientas y programas, provocando retrasos y costos adicionales. Además del costo adicional, la deposición de asfaltenos tiene el potencial de provocar accidentes graves, por ejemplo, fallas en la operación de la válvula de seguridad de fondo de pozo (SSSV).

Este fenómeno ha causado problemas en los campos Greeley y Ventura (California), Little Creek (Mississippi), Hassi Messaoud (Algeria), Mata-Acema /Costañero Bolívar / El Furrial / Ceuta (Venezuela), Ula (Noruega), Kuwait, etc. (Kokal & Sayegh, 1995). En Motatán, estos problemas han sido tratados, hasta ahora, mecánica y químicamente. En pozos de gas-lift, la medida correctiva más efectiva para eliminar cualquier depósito en la tubería, ha sido la corrida de cortadores que golpea la obstrucción hacia abajo hasta eliminarla. En pozos con bombeo electrosumergible, se coloca tratamiento químico con dispersante de asfaltenos para separar las partículas floculadas y mantenerlas en suspensión en el petróleo.

El aumento del riesgo de asfaltenos debido a la inyección de gas ha sido reconocido como una regla general. Con el fin de minimizarlo, se decidió mejorar la comprensión fundamental del comportamiento de precipitación de asfaltenos en los pozos gas-lift del campo Motatán, mediante la integración de los datos de laboratorio, registros de campo y modelos matemáticos disponibles.

El control de su precipitación se basa, esencialmente, en tres métodos: predictivo, correctivo y preventivo. El predictivo se basa en el pronóstico de las condiciones (presión,

temperatura y composición) que conducen al inicio de la precipitación de asfaltenos a través de modelos termodinámicos y cinéticos basados en las teorías que describen las soluciones de polímero, estabilidad coloidal y fenómenos de agregación.

Los correctivos recurren a la disolución química usando solventes aromáticos y/o la eliminación mecánica después que estos precipitan y se depositan. Los preventivos mantienen la presión de yacimiento por encima de la de inicio de precipitación de asfaltenos. Los inhibidores químicos pueden ser usados para prevenir precipitación de asfaltenos, si el mantenimiento de presión no es posible.

1. Fundamentos teóricos

1.1. Disposición de los asfaltenos en el crudo

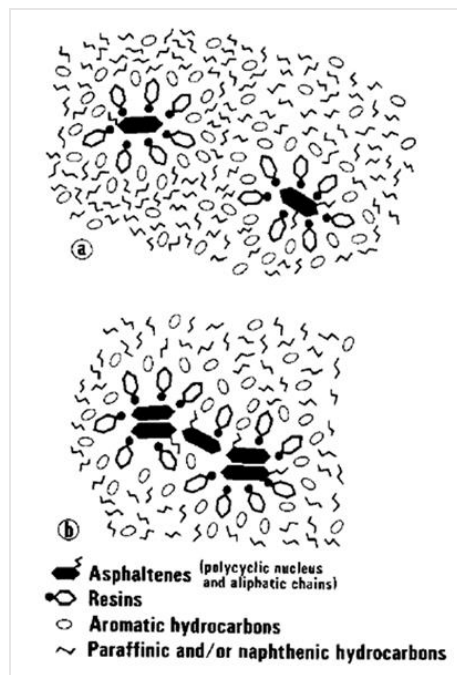
Existen varias teorías sobre el estado natural de los asfaltenos en el crudo y la forma en que éstos se separan formando una nueva fase, entre ellas: solubilidad, fase sólida, micelización y coloidal.

Esta última, propuesta por Leontaritis y Mansoori (1987), considera que éstos se encuentran suspendidos coloidalmente en el petróleo, y que están estabilizados por las resinas que adsorben sobre su superficie que actúan como agentes peptizantes, con lo cual impiden que los asfaltenos se unan entre sí y precipiten. Estas resinas y asfaltenos juntos son llamadas micelas o agregados, las cuales constituyen entidades moleculares separadas del petróleo y sujetas a todo cambio termodinámico.

A su vez, las resinas están rodeadas de hidrocarburos aromáticos que aseguran una transición progresiva al medio, donde los hidrocarburos saturados suelen ser predominantes. Los aromáticos, que actúan como puente entre la micela y los saturados, hacen que las micelas se dispersen efectivamente.

La precipitación ocurre cuando las resinas son despojadas del coloide permitiendo que ocurra la agregación y separación de fases (Figura 1). La estabilidad del sistema está relacionada con: poder peptizante de las resinas, efecto disolvente de los aromáticos y propiedades precipitantes de los saturados.

Figura 1. Estructura micelar de asfaltenos y resinas en el petróleo



Nota: (a) Asfaltenos dispersos, (b) Asociación asfalteno-asfalteno.

Fuente: Tissot & Welte (1984)

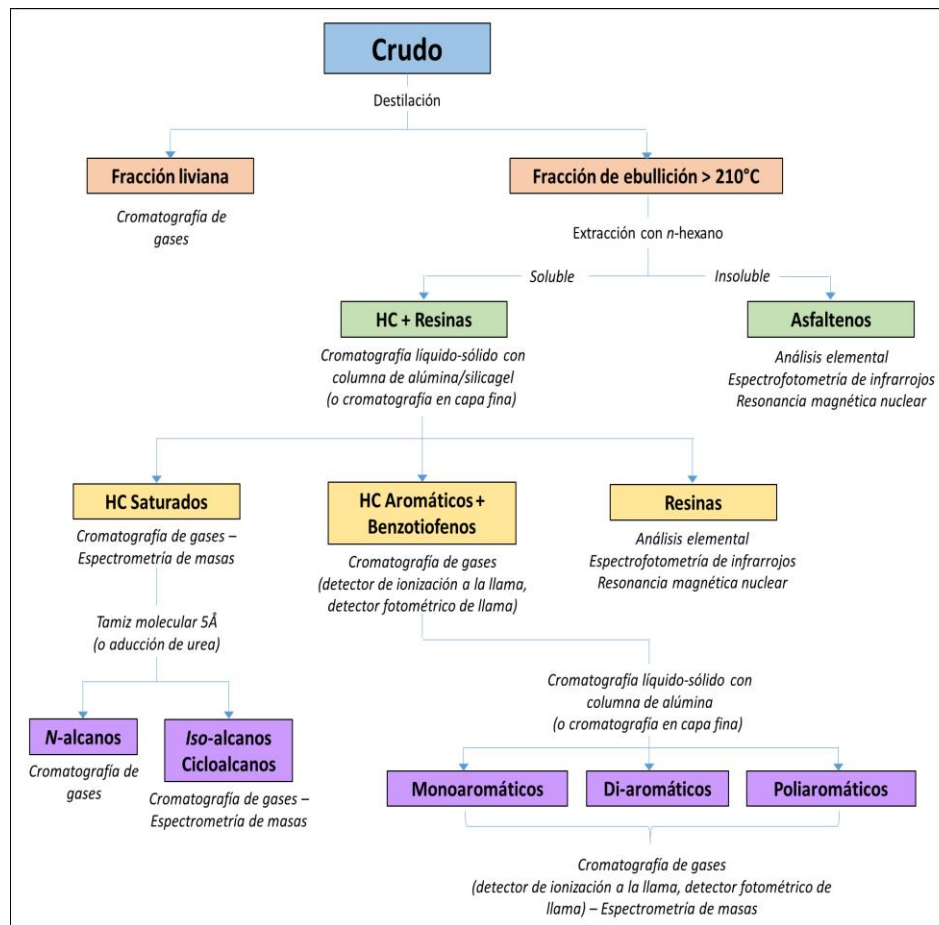
1.2. Caracterización del petróleo

Se define como la separación cuantitativa de los diversos tipos estructurales de moléculas presentes en el crudo y la determinación de las fracciones moleculares dentro de cada tipo. El procedimiento para realizar una evaluación cuantitativa de la estructura química del petróleo se muestra en la Figura 2.

1.3. Análisis SARA

El análisis SARA, es un estándar universal en la industria petrolera basado, generalmente, en las normas ASTM D2007, D4124 o IP 469, es una técnica de caracterización composicional del petróleo basada en diferencias de solubilidad y polaridad, que permite cuantificar las fracciones de hidrocarburos saturados, hidrocarburos aromáticos, resinas y asfaltenos, las cuales representan los principales grupos estructurales del crudo.

Figura 2. Diagrama de flujo de caracterización del petróleo: separación de tipos estructurales de moléculas, y posterior análisis cuantitativo de las fracciones por cromatografía de gases y espectrometría de masas



Fuente: Traducción del original, Tissot & Welte (1984)

Existen diversos procedimientos de laboratorio desarrollados, el estandarizado es el ASTM D-2007-03.

Los compuestos más pesados y polares son adsorbidos en las superficies minerales en la roca madre, por lo tanto, la distribución común de los compuestos del petróleo en el yacimiento responde al comportamiento adsorbente de estos compuestos, es decir, los hidrocarburos saturados menos polares son más frecuentes, luego siguen los aromáticos y benzotiofenos, y los menos abundantes son las resinas más polares y los asfaltenos menos solubles.

Como se ha mencionado, los hidrocarburos saturados son, por lo general, los más importantes de los cuatro compuestos principales. Las excepciones son los crudos degradados, que pueden haber perdido parcial o totalmente sus alcanos, y algunos crudos inmaduros ricos

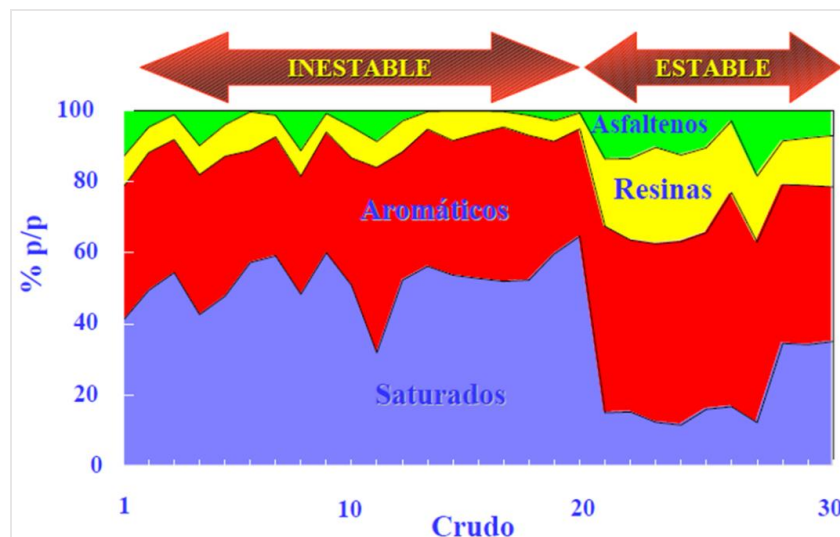
en componentes pesados y nafteno-aromáticos. Las resinas y asfaltenos, generalmente, oscilan entre 0 y 40% en petróleos no degradados dependiendo del tipo genético y la madurez térmica. Su contenido es alto en petróleos inmaduros poco profundos. En petróleos pesados y bitumen resultantes de la alteración por actividad microbiana, lavado por aguas y fraccionamiento evaporativo, su contenido varía de 25 a 60% debido a la eliminación o degradación de los hidrocarburos.

La estabilidad de los asfaltenos depende de factores físico-químicos. Ésta puede evaluarse de varias formas, tales como: composición (análisis SARA), perfil de solubilidad - relación H/C y el factor de aromaticidad. Considerando composición y estabilidad de los asfaltenos en el petróleo, está relacionada con el comportamiento de todas las fracciones SARA; cada una de ellas influye y no puede asociarse a una de ellas exclusivamente. Es por ello que, gran cantidad de ellos en el petróleo no significa, necesariamente, que existan problemas de esta clase de compuestos.

Como regla general, crudos con alto contenido de hidrocarburos saturados, pocas resinas e hidrocarburos aromáticos tendrán mayores probabilidades de precipitación de estos compuestos que crudos con pequeñas cantidades de hidrocarburos saturados.

A continuación, se presenta la distribución de las fracciones SARA de crudos livianos estables e inestables; se observa crudos inestables con muy bajo contenido de asfaltenos (Figura 3).

Figura 3: Distribución de las fracciones SARA de crudos livianos estables e inestables.



Fuente: Carbognani et al., En. & Fuels (1999)

Los hidrocarburos saturados constan de n-alcános desde C1 hasta C40, iso-alcános (isoprenoides) y cicloalcános (naftenos). También reciben el nombre de parafinas. Los aromáticos, comprenden los compuestos monoaromáticos, compuestos poliaromáticos (nafteno-aromáticos) y sulfuro-aromáticos (tiofenos).

Las resinas y asfaltenos poseen un arreglo estructural complejo de aromáticos o nafteno-aromáticos, unidos a cadenas alifáticas, y contienen átomos de oxígeno, nitrógeno y azufre. Las resinas son definidas como la fracción del crudo insoluble en propano líquido, pero soluble en n-heptano. Poseen menor peso molecular que los asfaltenos, en el rango de 250 a 1000 g/mol. Esta fracción pesada, compleja y "difícil" del petróleo crudo con peso molecular en un rango de 1.000 a 2.000 g/mol; también se consideran la fracción más polar del petróleo (Gharbi et al., 2017). Y son la fracción insoluble en alcános de bajo peso molecular. *n*-pentano y *n*-heptano suelen usarse como precipitantes. Por el contrario, los sólidos precipitados se disuelven en solventes aromáticos como el xileno, tolueno y benceno.

La cantidad de asfaltenos insoluble que pueden ser precipitados del crudo está estrechamente relacionado con el solvente utilizado. La cantidad disminuye al aumentar la longitud de cadena del alcáno usado debido a que el poder disolvente se incrementa, de acuerdo con (Stankiewicz, 2011).

Su estructura química se basa, principalmente, en carbono e hidrógeno, además de átomos de azufre, nitrógeno y oxígeno. La Tabla 1 muestra la composición elemental de los asfaltenos en el petróleo.

Tabla 1. Composición promedio de los asfaltenos (wt. %).

	C	H	O	S	N	O + S + N	H/C
Asfaltenos	83.4	8.1	2.0	5.0	1.5	8.5	1.16

2. Metodología

Para lograr el objetivo propuesto se llevó a cabo la siguiente metodología:

Fase 1: Recopilación de información existente. Se recopiló la información necesaria para modelar la precipitación de asfaltenos: estudio integrado Motatán Domo Sur, caracterización

físico-química del crudo, estudio geoquímico del crudo, análisis composicional del fluido por cromatografía de gases, análisis PVT de laboratorio, análisis SARA, datos de completación de los pozos, entre otros.

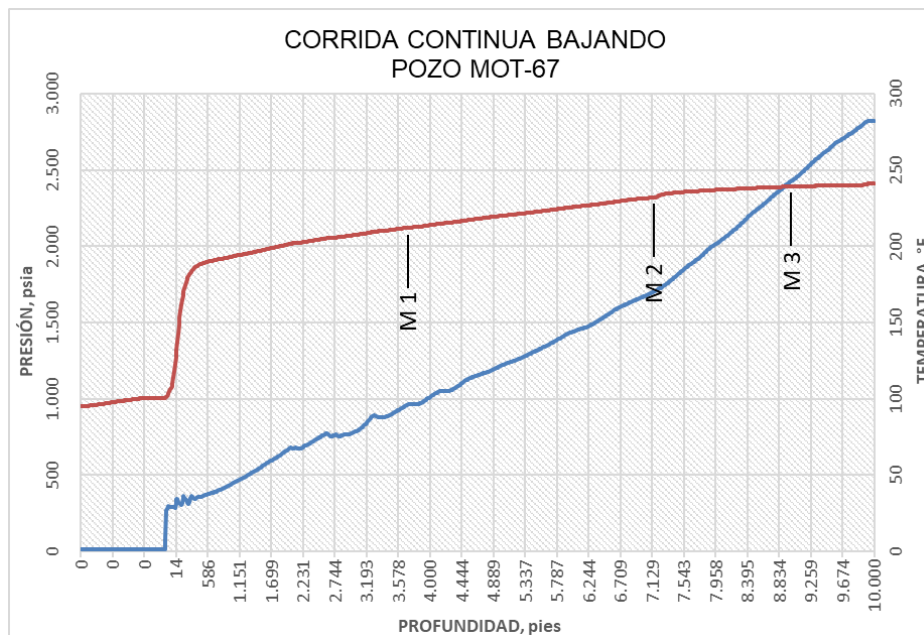
Fase 2: Fundamentos teóricos

Fase 3: Geoquímica

Fase 4: Medidas experimentales: Caracterización de depósitos, Prueba de la mancha (Spot test)

Fase 5: Realización de registro fluyente continuo de presión y temperatura en pozo MAR-67 (pozo con problemas de deposición de asfaltenos). Se realizó registro con sensor SPARTEK para validar la condición de operación actual y condición del sistema gas lift instalado, a fin de disponer de un modelo de pozo representativo (análisis nodal), la cual se muestra en la Figura 4.

Figura 4. Perfil continuo de presión y temperatura (bajando)



Fuente: Elaboración propia (2025)

Fase 6: Evaluación preliminar (screening) sobre posible precipitación de asfaltenos

Fase 7: Modelo de precipitación de asfaltenos

El modelo matemático de precipitación de asfaltenos utilizado fue el desarrollado por KBC, disponible en el software comercial Multiflash. El flujo de trabajo fue el siguiente:

a) Caracterización de fluidos (petróleo y gas)

- PVT Matching
- Modelo de fluido composicional
- Multiflash PVT lab tests para afinar modelo

b) Calibración del modelo de asfaltenos

- Ajuste de las propiedades de los pseudocomponentes
- Optimizar los parámetros del modelo de asfaltenos

c) Predicción del comportamiento de fase

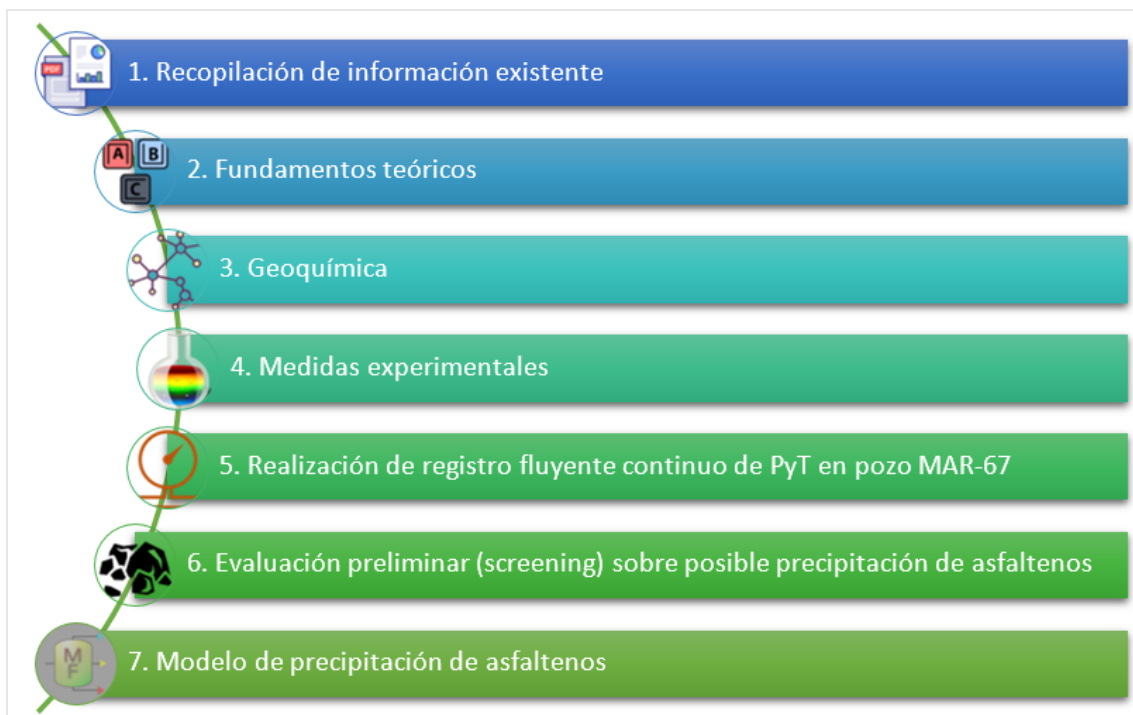
- Equilibrio LV y Asphaltene phase envelope (APE)

d) Crear la mezcla (volumétrica) utilizando el método de mezcla de Multiflash

e) Sensibilidades con diferentes proporciones de mezcla gas-líquido (volumen de inyección, según análisis del comportamiento del sistema de levantamiento).

A continuación, se muestra un esquema de la metodología presentada:

Figura 5. Metodología



Fuente: Elaboración propia (2025)

3. Resultados

El contenido y estabilidad de los asfaltenos en el crudo están influenciados por origen del crudo, grado de madurez y procesos de alteración y mezcla de crudos. El crudo en estudio proviene de yacimientos de edad Eoceno (formaciones Paují-Misoa) de la Cuenca del Lago de Maracaibo. La Cuenca Petrolífera del Lago de Maracaibo se encuentra ubicada en el noroeste de Venezuela, y es una de las cuencas petrolíferas más grandes del mundo con un área aproximada de 60.000 km².

El petróleo fue generado a partir de una roca madre carbonática de origen marino y térmicamente madura, cuya materia orgánica consiste principalmente de fitoplancton con cantidades menores de zooplancton y algas bénticas con aporte de material continental, la formación La Luna, de edad Cretáceo tardío. Posteriormente, el petróleo fue migrado y acumulado en diversos pulsos, siendo el más importante el ocurrido durante el levantamiento andino (Torres, 2016).

En el campo Motatán, se ha reportado la dilución de petróleos, severamente, transformados por crudos no alterados, es decir, es el resultado de un proceso de mezcla de petróleo proveniente de dos pulsos de generación. El crudo es una mezcla de diferentes proporciones del primer pulso (Eoceno temprano) que se acumuló en la parte más alta de la trampa y se biodegradó. Posteriormente, ocurre el segundo pulso (Mioceno) y, el nuevo crudo, se ubicó en la parte disponible de las trampas, infrayacente al primer crudo alterado. Esta mezcla de crudos reportada estaría asociada principalmente a producción conjunta.

A continuación, los resultados del análisis geoquímico realizado a seis muestras de crudo.

Tabla 2. Resultados del análisis geoquímico

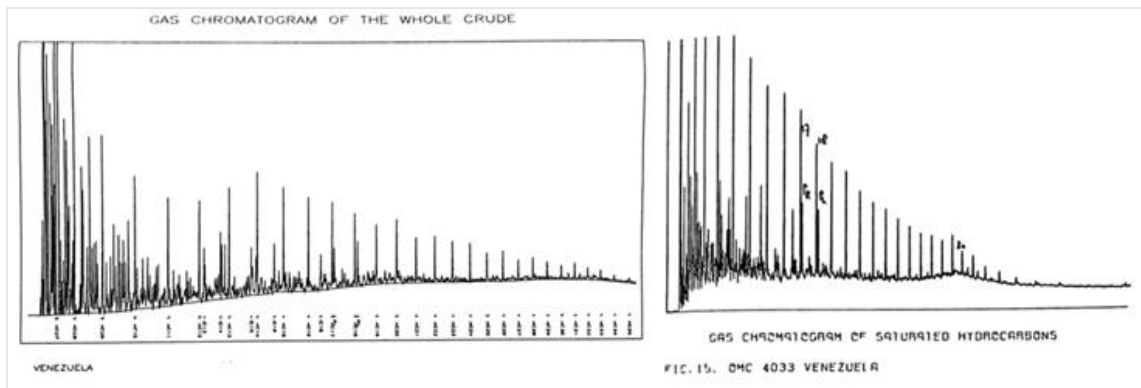
Pozo	MAR-13	MAR-17	MAR-27	MAR-29	MAR-37	MAR-39
<i>API</i>	18.0	19.0	18.1	19.0	20.6	20.6
<i>gravedad específica</i>	0.9468	0.9401	0.9459	0.9404	0.9306	0.9304
<i>% azufre</i>	1.9	2.3	2.4	2.4	2.2	2.1
<i>ppm Vanadio (como metal)</i>	395	430	435	440	400	380
<i>ppm Níquel (como metal)</i>	49	52	53	51	47	44
<i>pristano/fitano</i>	1.0	1.0	0.9	1.0	1.0	1.2

Pozo	MAR-13	MAR-17	MAR-27	MAR-29	MAR-37	MAR-39
<i>pristano/nC17</i>	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5
<i>fitano/nC18</i>	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.5
C7-distribución						
C7-alcano						
nC7	45	44	45	44	46	45
mono-ramificado	42	42	42	42	42	42
poli-ramificado	12	13	13	14	13	14
C7-alcano/nafteno						
nC7	23	23	22	22	24	24
naftenos	49	49	51	49	48	46
alcanos ramificados	28	28	27	29	28	30
C7-alcano/nafteno/aromático						
nC7	45	45	43	45	45	49
naftenos	44	43	45	44	42	42
aromáticos	11	12	13	11	13	8
C15-distribución						
1-anillo	26	34	38	48	49	28
2-anillo	59	50	48	42	40	52
3-anillo	15	16	14	11	11	20
C30-distribución						
3-anillo	29	30	33	40	41	32
4-anillo	44	45	45	44	43	48
5-anillo	27	25	22	17	16	20
% saturados	33	34	33	30	36	38
% aromáticos	46	49	49	53	48	45
% resinas	16	12	13	13	12	12
% asfaltenos	4.0	4.9	4.7	4.7	4.9	4.3
$\delta^{13}\text{C}$, ‰ (total petróleo)	-26.4	-26.4	-26.4	-26.4	-26.4	-26.5
$\delta^{13}\text{C}$, ‰ (saturados)	-26.6	-26.7	-26.8	-26.7	-26.8	-26.6
$\delta^{13}\text{C}$, ‰ (aromáticos)	-26.4	-26.4	-26.2	-26.4	-26.3	-26.3

Pozo	MAR-13	MAR-17	MAR-27	MAR-29	MAR-37	MAR-39
Esteranos/Triterpanos						
% iso-esteranos	45	37	38	39	40	46
% rearranged-esteranos	12	21	16	20	15	11
% triterpanos	43	42	46	41	45	43
Esteranos						
% iso-esteranos	62	57	59	56	59	66
% rearranged-esteranos	11	22	17	20	15	11
% normal-esteranos	127	21	24	24	25	23
Esterano número de carbono						
% C-27	41	37	38	37	36	40
% C-28	28	33	33	36	37	30
% C-29	31	30	29	27	28	30
Relación C-29 esteranos						
20S/(20S + 20R)	0.56	0.5	0.44	0.5	0.51	0.54
iso/(iso+normal)	0.63	0.67	0.67	0.66	0.69	0.68

En la siguiente Figura 6 se presenta el análisis de la distribución de *n*-alcanos mediante cromatografía de gases (CG) de una de las muestras de crudo. Se observa una distribución entre *n*-C₇ y *n*-C₃₅ con una predominancia de *n*-alcanos <*n*-C₁₃. No se observa un patrón de distribución que permita inferir la alteración por biodegradación.

Figura 6. Cromatograma de la fracción de hidrocarburos saturados de la muestra de crudo MAR-17



Fuente: Torres (2016)

3.1. Clasificación del petróleo según su composición

Esta clasificación propuesta por Tissot y Welte (1984) puede ser establecida sobre la base de las cuatro familias o grupos de compuestos químicos que conforman el petróleo. Esta clasificación, basada en parámetros geoquímicos, se sustenta, principalmente, en los análisis realizados por el Instituto Francés del Petróleo en más de 600 crudos de diferentes orígenes y edades.

Alrededor de 550 crudos fueron representados en diagramas ternarios mostrando su composición relativa con respecto al petróleo total y con respecto a los hidrocarburos (figuras 7 y 8).

Figura 7. Diagrama ternario con la composición de 636 petróleos

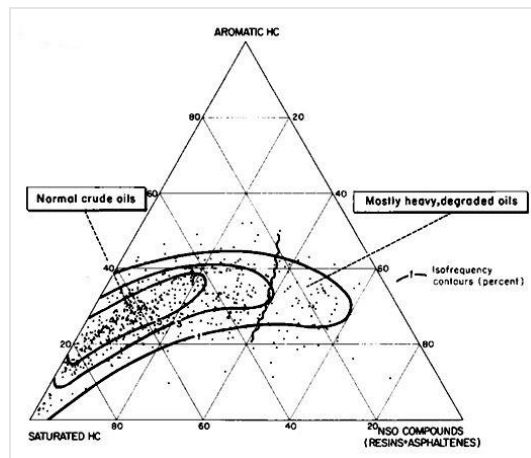
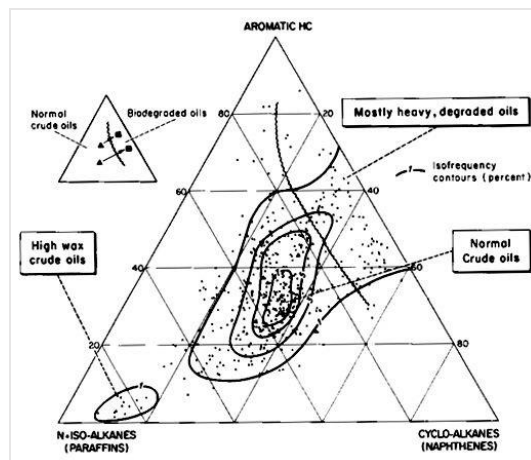


Figura 8. Diagrama ternario con la composición de los hidrocarburos de 541 petróleos



Fuente Fig. 7 y Fig. 8: Tissot & Welte (1984)

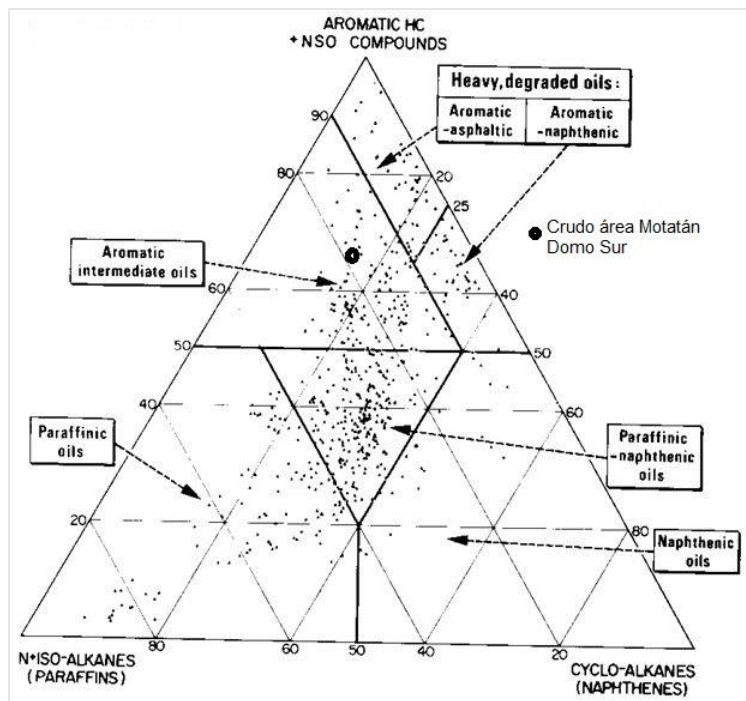
La Tabla 3 y la Figura 9 establecen las distintas clases de petróleos, considerando el contenido de compuestos aromáticos (hidrocarburos aromáticos, resinas, asfaltenos), el contenido de alcanos o parafinas, cicloalcanos (naftenos) y el contenido de azufre.

Tabla 3. Distintas clases de petróleos, considerando el contenido de compuestos aromáticos, contenido de alcanos o parafinas, cicloalcanos y contenido de azufre.

Concentración			Tipo de Petróleo	Contenido de Azufre
S > 50 % A < 50 %	P > N P > 40 %		Parafínico	< 1 %
	P ≤ 40 % N ≤ 40 %		Parafínico-nafténico	
	N > P N > 40 %		Nafténico	
S ≤ 50 % A ≥ 50 %	P > 10 %		Aromático-intermedio	> 1 %
	P ≤ 10 %	N ≤ 25 %	Aromático-asfáltico	< 1 % generalmente
		N ≥ 25 %	Aromático-nafténico	

S = Saturados, A = Aromáticos, P = Parafinas, N = Naftenos

Figura 9. Clasificación del Petróleo



Fuente T3 y Fig. 9: Tissot y Welte (1984)

Es de notar que esta clasificación, basada en un tratamiento estadístico de un gran número de muestras, atribuye los tipos parafínico, parafínico-nafténico y aromático-intermedio a petróleos normales, es decir, maduros no alterados; y los tipos aromático-nafténico y aromático-asfáltico a petróleos pesados degradados o inmaduros térmicamente.

De acuerdo a este criterio, tipifican crudos *Aromáticos-intermedios*, según los valores de concentración SARA y contenido de azufre. El tipo Aromático-intermedio está compuesto por petróleos que son normalmente pesados. Las resinas y asfaltenos equivalen al 10-30% y a veces más, y el contenido de azufre es superior al 1%. Los aromáticos representan el 40-70% de los hidrocarburos.

El contenido de monoaromáticos, y especialmente los de tipo esteroide, es relativamente bajo. Los derivados de tiofeno (benzo- y dibenzotiofeno) son abundantes (25-30% de los aromáticos y más). La gravedad específica suele ser alta (más de 0.85).

3.2. Análisis y discusión de los resultados

Durante la fase productiva del campo Motatán se ha evidenciado deposición de asfaltenos, causando distintos problemas en los pozos gas-lift que impactan, significativamente, su producción. Uno de los más frecuentes es la obstrucción de la tubería de producción. Algunas muestras sólidas recolectadas han sido caracterizadas mediante tratamiento con solventes orgánicos e inorgánicos.

A continuación, algunos resultados obtenidos de la caracterización de depósitos de sólidos:

Figura 10. Caracterización de depósitos extraídos de la tubería de producción de pozos gas-lift.

POZO	SOLUBILIDAD EN KEROSENE (1 HORA DE EXPOSICIÓN)	SOLUBILIDAD EN ACIDO CLORHÍDRICO	APARIENCIA MUESTRA ORIGINAL	APARIENCIA MUESTRA FINAL	OBSERVACIONES	EVIDENCIA FOTOGRÁFICA
MGM-49	SOLUBILIDAD MODERADA	NO SOLUBLE	SOLIDO COLOR NEGRO BRILLANTE	MATERIAL SOLIDO NEGRO	PROBABLE PRESENCIA DE ASFALTENOS	
MGM-07A	SOLUBILIDAD MODERADA	NO SOLUBLE	SOLIDO COLOR NEGRO BRILLANTE	MATERIAL SOLIDO NEGRO	PROBABLE PRESENCIA DE ASFALTENOS	
MAR-39	SOLUBILIDAD MODERADA	NO SOLUBLE	SOLIDO COLOR NEGRO BRILLANTE	MATERIAL SOLIDO NEGRO	PROBABLE PRESENCIA DE ASFALTENOS	

Fuente: Elaboración propia (2025)

Las muestras de los pozos MGM-49, MGM-07A y MAR-39 mostraron sólidos impregnados con hidrocarburos; los sólidos residuales eran de color negro que al secarse formaron escamas. Se infiere la presencia de material orgánico, probablemente, de asfaltenos.

Prueba de la mancha (Spot test)

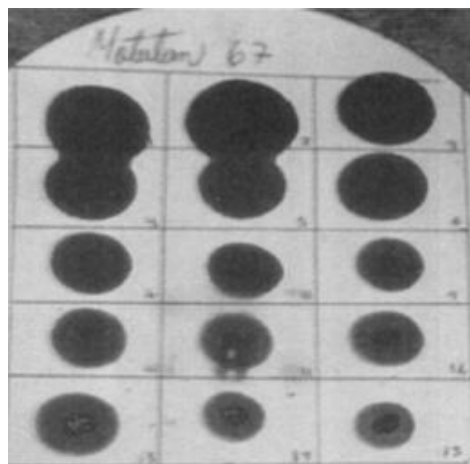
Este método se utiliza para identificar, de manera rápida y cualitativa, los posibles riesgos de precipitación de asfaltenos.

La prueba de la mancha es otra medida de la estabilidad de esta clase de compuestos en el crudo y es la precursora de los métodos de microscopía óptica de determinación de estabilidad de los asfaltenos. El principio del método consiste en la observación de la mancha hecha por una gota de crudo+solvente depositada sobre un papel filtro. Si estos están dispersos después de secarse, la mancha es de color uniforme. Si han floculado, los agregados se difunden menos rápidamente en el papel y la mancha exhibe una aureola más o menos nítida.

Cuando la aureola aparece en menos de 5ml de solvente agregado (n-heptano o cualquier solvente parafínico de bajo peso molecular) el crudo es inestable, entre 6 y 10ml de solvente agregado se considera moderadamente estable y más de 10ml de solvente agregado el crudo es estable.

Según los resultados del ensayo realizado (Figura 11), el crudo del pozo MAR-67 es moderadamente estable.

Figura 11. Prueba de la mancha realizada a muestra de crudo del pozo MAR-67



Fuente: INTEVEP (1992)

Evaluación preliminar (screening) sobre posible precipitación de asfaltenos

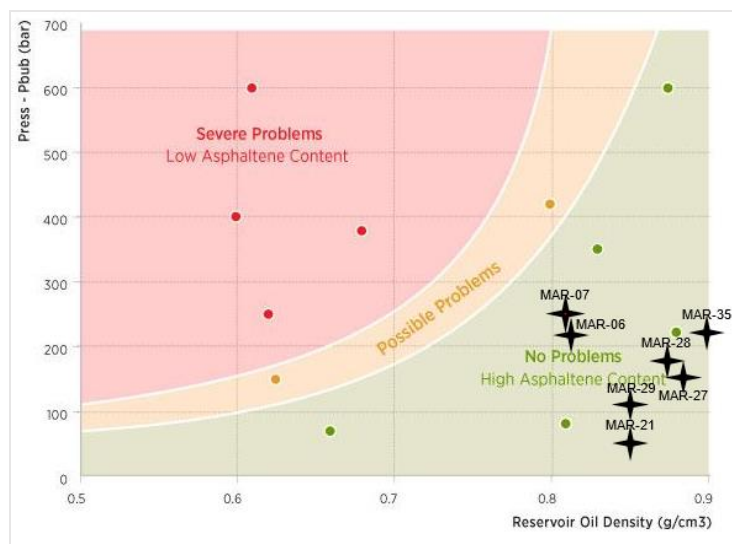
La estabilidad del crudo y la tendencia a la precipitación de asfaltenos pueden ser evaluadas mediante varios métodos (Guzmán, Ancheyta, Trejo y Rodríguez, 2016). Es resaltar que ninguno de ellos evalúa directamente si un fluido precipitará o no bajo condiciones específicas.

El gráfico propuesto (De Boer et al., 1995) de la Figura 12, es un método para clasificar crudos por su tendencia a precipitar asfaltenos: En esencia, evalúa la pérdida de solubilidad a medida que se despresuriza una muestra de fluido del yacimiento. La evaluación se basa en la densidad inicial del fluido y el grado de subsaturación con respecto al gas (diferencia entre la presión de yacimiento y la presión de saturación). Debido a que este método supone que el fluido está saturado por este compuesto en el yacimiento, es muy conservador. Tres zonas se identifican en base a cálculos de sobresaturación con respecto a los asfaltenos, utilizando el modelo de Hirschber.

El fluido a la presión de burbuja está en su nivel más alto de sobresaturación, por lo que la severidad de la precipitación de asfaltenos es proporcional al grado de subsaturación.

Un fluido de menor densidad tendrá mayor precipitación de estos compuestos como resultado de la despresurización. Según este método, el fluido del yacimiento del área Motatán Domo Sur no tiene tendencia a precipitar asfaltenos.

Figura 12. Gráfico de Boer



Fuente: Elaboración propia a partir del gráfico de Boer (2025)

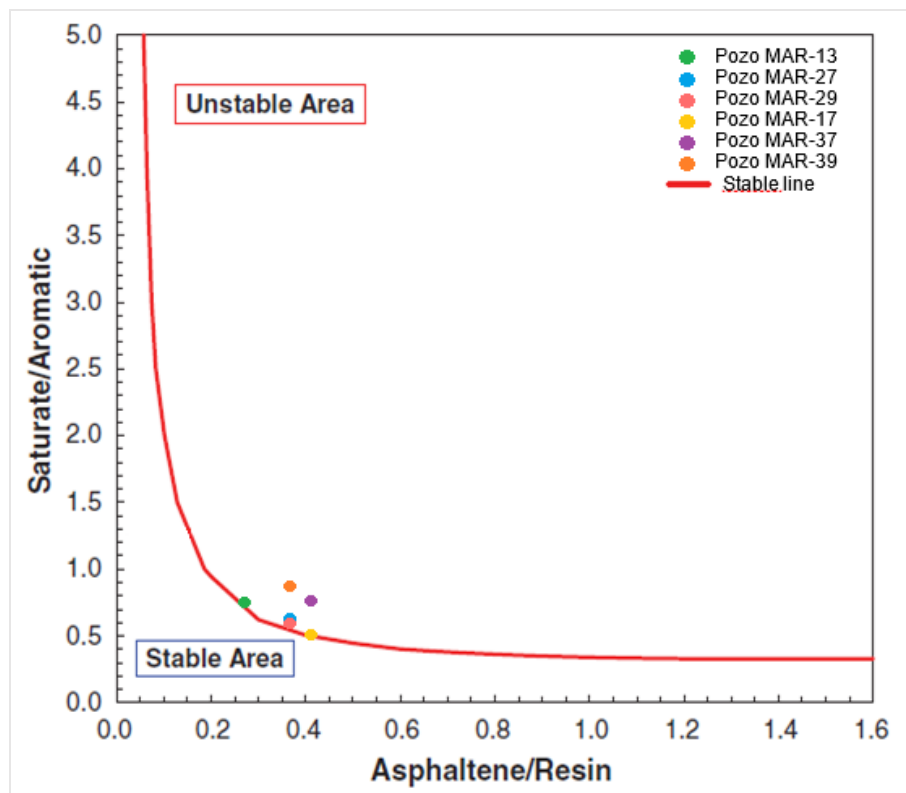
Existen distintos métodos de evaluación basados en los resultados del análisis SARA, entre ellos, el Índice de Estabilidad de Asfalteno, la relación Resina-Asfalteno, el Índice de Inestabilidad Coloidal y el Stability Cross Plot. Cada criterio combina las fracciones SARA de manera distinta.

El método del Índice de Estabilidad de Asfalteno, propuesto por Stankiewicz et al. 2002, combina las fracciones SARA como se muestra en los ejes de la figura 13.

En base a observaciones de campo, la zona identificada como “Inestable” representa fluidos que pueden causar problemas de asfaltenos y la zona “Estable” representa fluidos que probablemente no causen problemas de asfaltenos.

Arriba a la derecha es la zona problemática y hacia abajo a la izquierda está la zona no problemática. Según el gráfico, el fluido en estudio se encuentra cerca del límite de estabilidad y podría marginalmente causar problemas de asfaltenos.

Figura 13. Índice de Estabilidad de Asfalteno



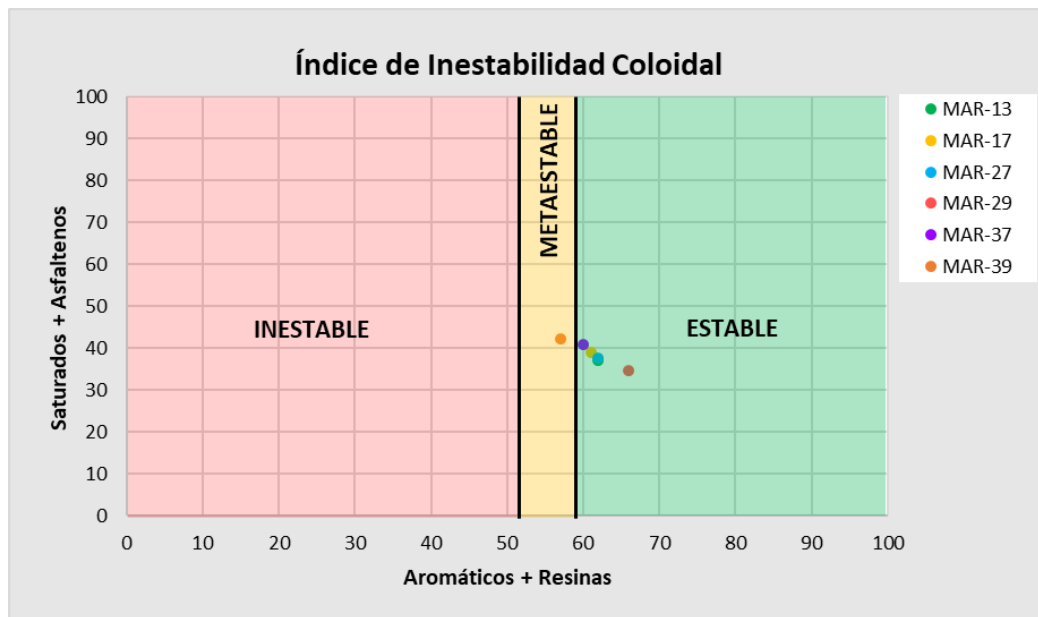
Fuente: Elaboración propia (2025)

El Índice de Inestabilidad Coloidal (IIC), sugerido por Yen et al. 2001, es un método, ampliamente, utilizado para reconocer el potencial de deposición de asfaltenos; permite determinar la estabilidad coloidal del asfalteno en el crudo basado en su composición química.

El IIC se expresa como la relación de la suma de asfaltenos y saturados por la suma de aromáticos y resinas (Ashoori et al., 2016). Los crudos con un valor de IIC inferior a 0,7 se consideran estables; mientras que crudos con un IIC mayor a 1,0 se consideran como sistemas coloidales inestables propensos a la precipitación y deposición de asfaltenos.

Según el IIC, los asfaltenos presentes en el crudo del pozo MAR-39 se encuentra en un estado meta-estable, siendo el valor reportado ligeramente superior al valor mínimo que define un estado meta-estable (0,7). Los asfaltenos meta-estables son susceptibles de desestabilización por cualquier alteración de naturaleza química o mecánica (Figura 14).

Figura 14. Índice de Inestabilidad Coloidal.

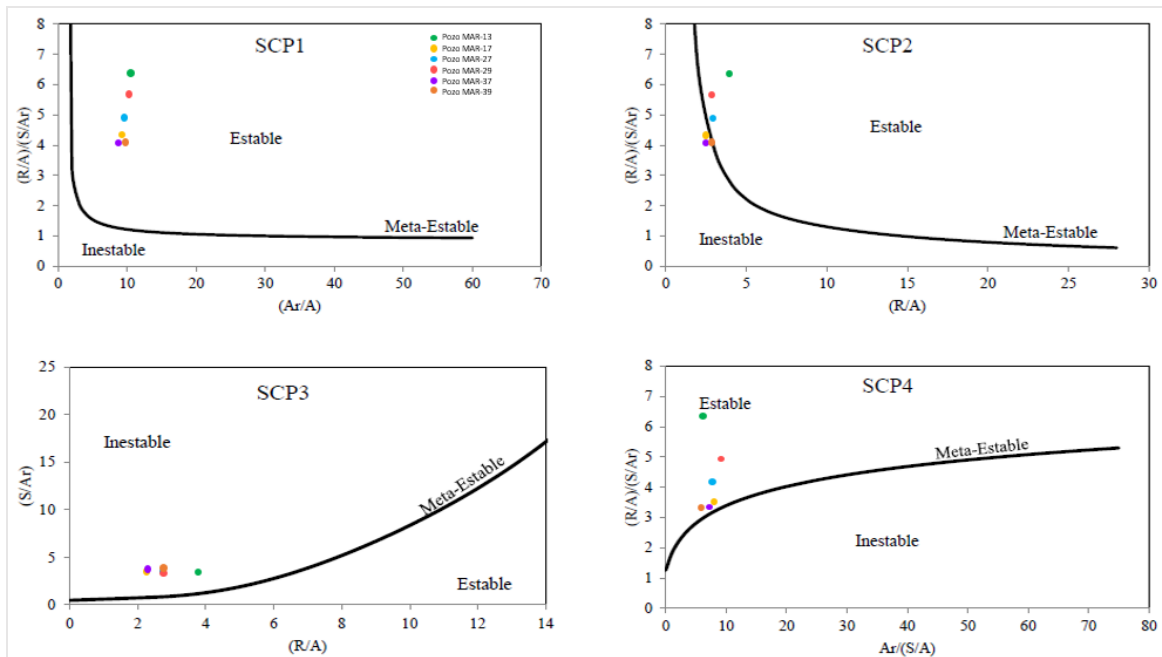


Fuente: Elaboración propia (2025)

La relación Resina/Asfalteno (Jamaluddin et al. 2003) indica estabilidad de los asfaltenos debido a la presencia de resinas. La relación R-A requerida para mantener estables los asfaltenos es 2.5. De acuerdo a esta relación, se espera que los asfaltenos sean estables durante la expansión del crudo en estudio.

El método Stability Cross Plot (Sepúlveda et al., 2010) se basa en la generación de cuatro gráficos que consideran distintas relaciones de las fracciones SARA. Es necesario examinar el comportamiento del crudo en los cuatro gráficos de la Figura 15, para así obtener un único resultado que caracterice la estabilidad de los asfaltenos.

Figura 15. Gráficos del método Stability Cross Plot.



Fuente: Elaboración propia (2025)

Del análisis del gráfico SCP1, se observa que la cantidad de hidrocarburos aromáticos es baja en relación con los asfaltenos ya que la relación (Ar/A) es baja. Esto indica que el crudo puede tener tendencia inestable. Del análisis de los gráficos SCP2 y SCP3, se observa que la cantidad de resinas es baja en relación con los asfaltenos ya que la relación (R/A) es baja. Esto indica que el crudo es inestable coloidalmente con tendencia a la precipitación de asfaltenos. Por último, del gráfico SCP4 al tener una relación $Ar/(S/A)$ baja, se observa que la cantidad de hidrocarburos aromáticos que estabilizan el crudo es baja en comparación con la relación (S/A) que desestabiliza los asfaltenos, lo que resulta en una predominancia del poder precipitante de los hidrocarburos saturados que implica un crudo inestable. En general, según este criterio, los crudos evaluados son meta-estables susceptibles de desestabilización.

Cabe destacar que los métodos basados en el análisis SARA incorporan detalles sobre la química de los fluidos, pero no para el petróleo vivo, tampoco consideran la temperatura del yacimiento. El método de Boer considera el fluido a condiciones de yacimiento, pero no incorpora detalles sobre la química del fluido. Sin embargo, se puede tener una comprensión básica sobre los probables problemas de asfaltenos de las ideas detrás de estos métodos.

Los resultados del proceso de screening muestran, en general, que el crudo en estudio es estable con baja tendencia a la precipitación de asfaltenos; lo cual es consistente con la historia del campo, es decir, no se han presentado notables problemas de estos en pozos que producen por bombeo mecánico y electrosumergible.

Modelo de precipitación de asfaltenos

El análisis PVT de la muestra de fondo del pozo MAR-21 fue utilizado. ya que, cumple con los criterios de validación, consistencia y representatividad. Además, este análisis PVT es el representativo de la formación Paují del campo Motatán-Domo Sur según la validación de estudios PVT de la fase I del estudio integrado del campo.

Tabla 4. Propiedades de la muestra de fluido de yacimiento (MAR-21).

Pozo:	MAR-21
Profundidad de muestreo:	8000'
Formación:	Paují A-10
Reservoir pressure (psia):	1950 lpcm
Reservoir temperature (°F):	226 °F
<u>Expansión a composición constante a 226 °F</u>	
Presión de burbuja, lpcm	1346
<u>Vaporización diferencial a 226 °F</u>	
A presión de burbuja	
Volumen relativo del petróleo (Bod),	1.173
Densidad del petróleo, g/cc	0.8443
Solution GOR (Rsd), scf/bbl	215
Densidad del petróleo residual a 60 °F, g/cc 0.9375	
<u>Análisis de Viscosidad a 226 °F</u>	
A presión de yacimiento, cp	3.75
A presión de burbuja, cp	3.48
<u>Separación Flash</u>	
Factor volumétrico de formación del petróleo (Bofb),	1.132

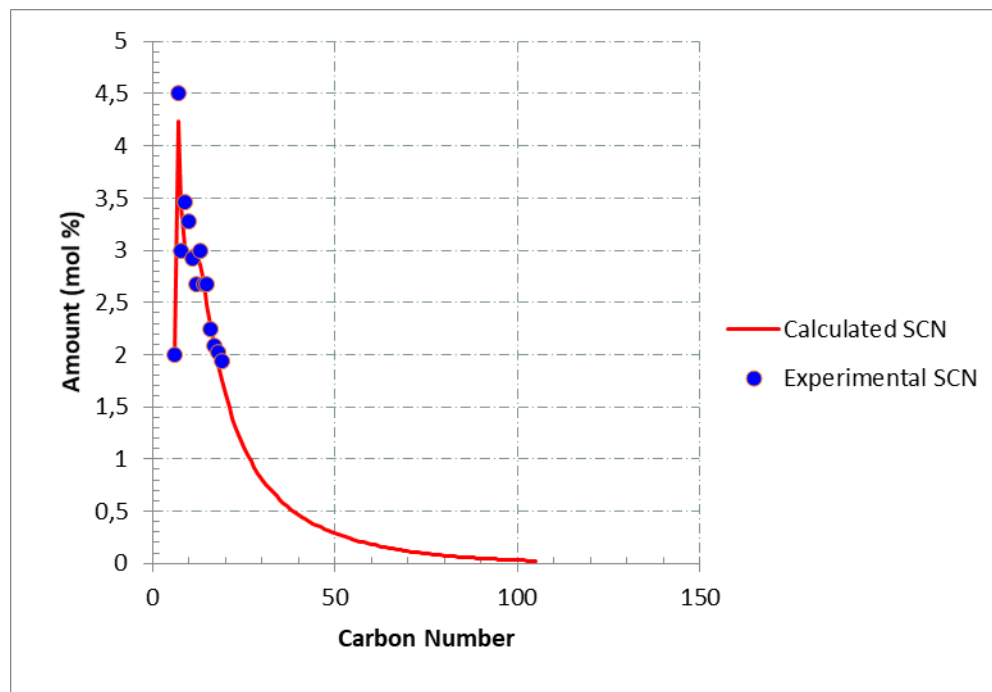
Total Solution GOR (Rsfb), scf/stb	177
°API a 60 °F,	20.7
Densidad del petróleo, g/cc	0.8986
Peso Molecular del petróleo,	227.7
%mol C ₂₀₊ ,	27.70
Densidad C ₂₀₊ , g/cc	0.9932
Peso Molecular C ₂₀₊ ,	563

Fuente: Elaboración propia (2025)

El fluido fue caracterizado mediante análisis composicional de fluido monofásico realizado por cromatografía de gases, identificando hidrocarburos livianos, las fracciones más pesadas C₂₀₊ y algunos compuestos inorgánicos como N₂, CO₂, H₂S.

Se definió el fluido con los datos PVT para crear el modelo composicional del fluido en Multiflash. Durante esta etapa se introducen los valores obtenidos del análisis SARA, cuyos componentes (resinas y asfaltenos) son utilizados en el modelo de asfaltenos.

Figura 16. Composición del fluido.



Fuente: Elaboración propia (2025)

Se ajustaron las propiedades de los pseudocomponentes y los parámetros del modelo de asfaltenos con los datos del punto de burbuja y la temperatura del yacimiento y se comparó el

ajuste logrado con observaciones de campo. Es decir, la validez o representación del modelo se evaluó mediante comparación con datos de observaciones en el pozo problemático MAR-67. Se recomienda ajustar el modelo realizando mediciones del AOP (Asphaltene Onset Precipitation).

Se realizó la calibración del modelo de fluido con data experimental obtenida de las pruebas de separador de etapa simple, del análisis de viscosidad con viscosímetro de bola rodante y de las pruebas de saturación realizadas en el análisis PVT de laboratorio de la muestra de fondo tomada en el pozo MAR-21, que representa al yacimiento Paují MOT0021 (área Motatán Domo Sur).

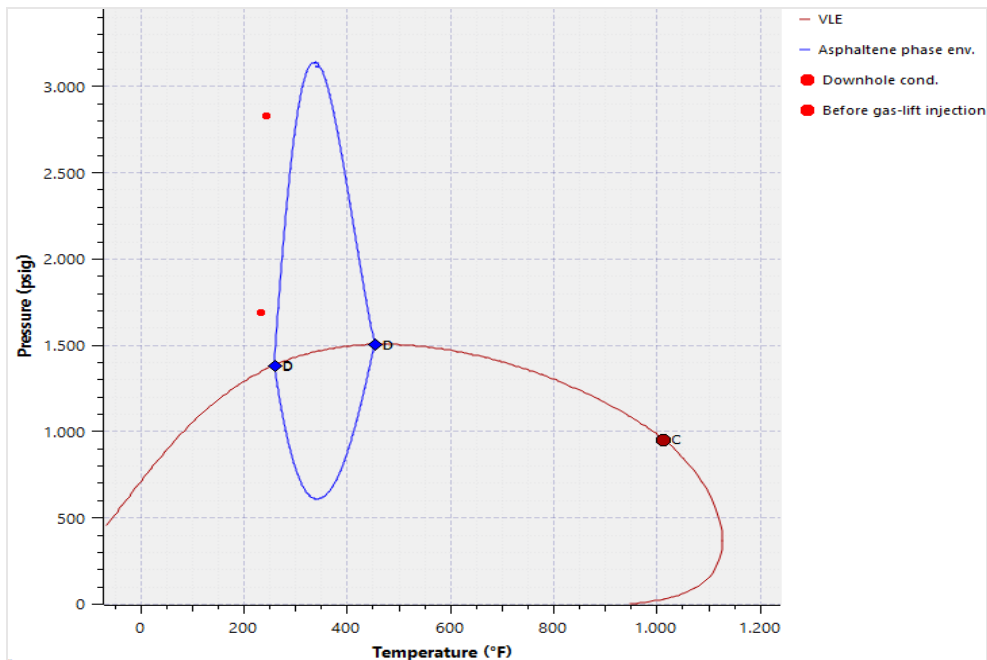
El modelo seleccionado y la caracterización (modelo composicional) del fluido realizada lograron predecir muy bien la data experimental luego de la calibración (post-fit), mediante el ajuste de los parámetros del modelo.

El modelo de floculación de asfaltenos de Multiflash se basa en el modelo termodinámico Cubic plus association (CPA), que utiliza la EdE RKSA con el término de asociación que describe la asociación de moléculas de asfalteno y su interacción con moléculas de resina. En este modelo, los coeficientes de interacción asfalteno-asfalteno y asfalteno-resina (K_{AA} y K_{AR}) y las constantes de asociación dependientes de la temperatura, se utilizan para caracterizar las interacciones entre las partículas de asfaltenos (A-A) y asfaltenos-resinas (R-A). El modelo permite calcular la precipitación de asfaltenos y predecir su comportamiento de fase.

En la figura 17 se representará el modelo termodinámico del sistema. Se generó el diagrama presión-temperatura con el envolvente de equilibrio de fases líquido-vapor (equilibrio LV) del fluido y el equilibrio de la fase sólida asfalteno, o Asphaltene phase envelope (APE). Junto al diagrama PT generado, se representaron las condiciones de operación del sistema, lo que permitirá evaluar el riesgo de precipitación de asfaltenos desde el fondo de pozo hasta superficie.

Se puede observar que en el recorrido que realiza el fluido desde las perforaciones hasta el punto de inyección de gas en la tubería, a las condiciones de presión y temperatura actuales, no existe riesgo de precipitación de asfaltenos. Sin embargo, a medida que el fluido asciende, se acerca más a la zona de riesgo, cuyo límite es de 267 °F a la presión de 1.705 psig ($\Delta T = +37$ °F).

Figura 17. Riesgo de precipitación de asfaltenos (petróleo – fondo de pozo).



La composición molar y propiedades del gas natural utilizado como gas-lift se presentan a continuación (Tabla 5):

Tabla 5. Composición y propiedades del gas-lift.

Componente	%molar
N ₂	0,39
Metano	68,83
CO ₂	9,62
Etano	11,61
Propano	5,93
i-Butano	0,76
n-Butano	1,12
i-Pentano	0,36
n-Pentano	0,37
Hexanos	0,32
Heptanos	0,21
Octanos	0,11
Nonanos	0,10
Decanos	0,08
Undecanos+	0,03
H ₂ S	0,00
H ₂ O	0,13
	100,00

Peso molecular (M_w)	24,071	g/mol
GPM (C3+)	2,8854	
Gravedad específica	0,831	
Factor de compresibilidad, Z	0,703	
Presión pseudocrítica	700,55	psia
Temperatura pseudocrítica	422,89	R
Poder calorífico Bruto	1193	BTU/scf
Poder calorífico Neto	1081	BTU/scf
Viscosidad (a cond. std.)	0,0229	cP
H ₂ S	18	ppm
Vapor de agua	1	mg/L

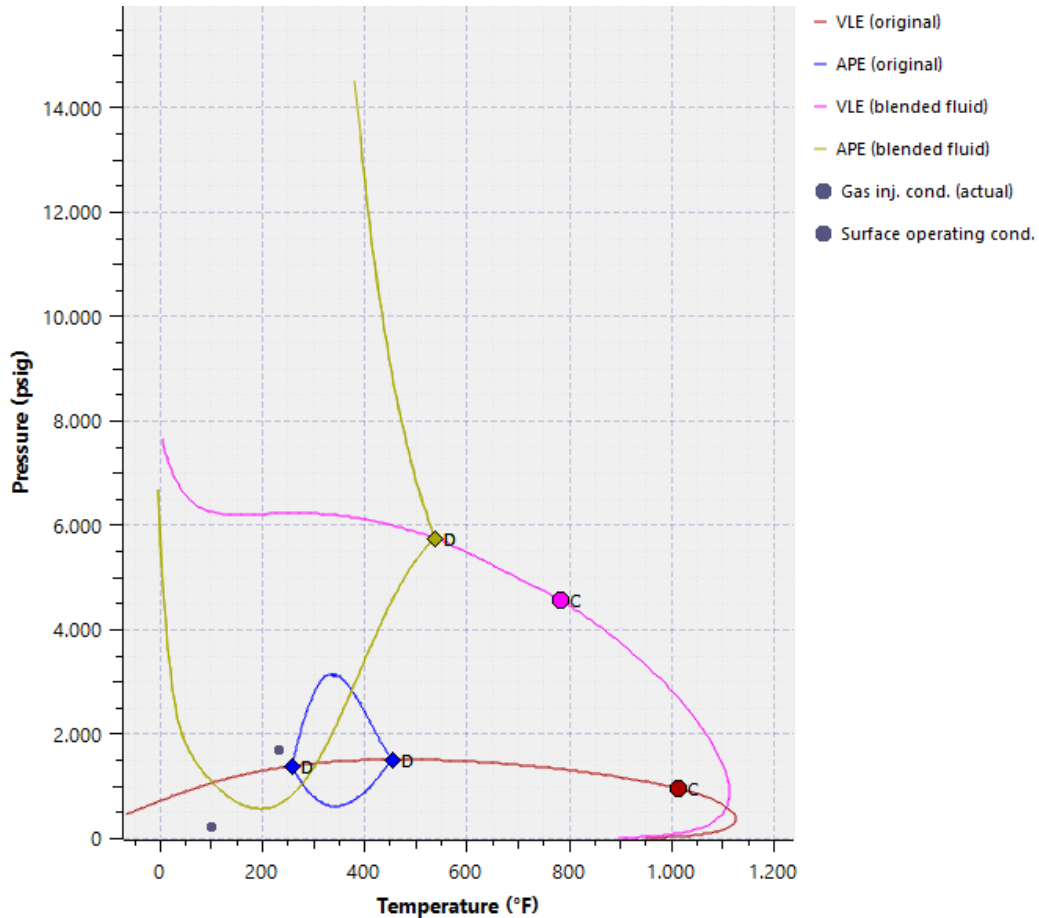
Fuente: Elaboración propia (2025)

El GPM expresa la riqueza de un gas, se refiere al contenido de líquido en galones que puede extraerse por cada mil pies cúbicos de gas a condiciones estándar. Un GPM mayor a 3 indica que el gas es rico porque se pueden extraer cantidades importantes de hidrocarburos líquidos (C3+).

El gas natural utilizado como gas-lift posee un GPM de 2,8 por lo que se considera medianamente rico. Es un gas ácido por la cantidad de impurezas (CO₂, H₂S) que posee. Es un gas “húmedo”, con un contenido de vapor de agua según medición realizada de 62,4 lbs/MMcf. Es un gas asociado proveniente del mismo yacimiento que se separa, comprime y distribuye para ser utilizado como gas de levantamiento (gas-lift).

Una vez que los fluidos (petróleo y gas) han sido caracterizados, se combinaron, creando un nuevo fluido que representa la mezcla de los fluidos originales a la proporción en volumen actual (1022 STB/d de petróleo y 1.6 MMscf/d de gas) utilizando el método de mezcla de Multiflash. A partir de allí, podrá predecirse la probable formación de asfaltenos en la mezcla de fluido del pozo. Como la mezcla volumétrica depende de la densidad, la densidad del fluido fue calculada con la EdE RKS más la corrección de densidad (de líquido) de Peneloux para representar esta propiedad correctamente, debido a su importancia en el cálculo de mezcla.

Figura 18. Riesgo de precipitación de asfaltenos (mezcla de fluido – tubería de producción)



Fuente: Elaboración propia (2025)

La mezcla de fluido está en el equilibrio trifásico gas-petróleo-asfalteno, es decir, en la zona comprendida entre la curva del punto de burbuja y el umbral inferior de precipitación.

Se ha observado que los componentes ligeros afectan significativamente la presión de burbuja y el AOP.

Al agregar gas al sistema, la presión de saturación de la mezcla aumenta y el APE se expande (Bahrami et al., 2014). Esto significa que antes de que la mezcla alcance la presión de saturación, todo o parte del gas inyectado se disuelve en el petróleo y la densidad de la mezcla disminuye. Según la teoría de la solubilidad, la precipitación de asfaltenos aumenta cuando la densidad disminuye.

El agente precipitante en el fluido de yacimiento es el gas en solución, cuyo parámetro de solubilidad es mucho menor que la fracción de asfaltenos, este puede reducir el parámetro de solubilidad del fluido de yacimiento por debajo de su valor para iniciar la precipitación debido a la separación de la fase de asfaltenos.

Desde el punto de vista del cambio de composición, cuando el petróleo se disuelve con hidrocarburos livianos de la serie parafínica, las resinas se disuelven parcial o completamente disminuyendo su concentración, lo que puede hacer que los asfaltenos sean menos estables, dando como resultado su precipitación.

Según la Figura 18, se observa que en el punto de inyección de gas puede ocurrir precipitación de asfaltenos. A la presión de inyección (1700 psig) la temperatura de la mezcla es de 232 °F, como la temperatura a la cual los asfaltenos comienzan a precipitar es aprox. 322,5 °F, se tienen 90 °F de sub-enfriamiento. El riesgo se mantiene a medida que el fluido asciende hacia la superficie a través de la tubería, hasta condiciones de PyT por encima de 555 psig y 199 °F aprox. Por debajo de este límite, el riesgo de precipitación de asfaltenos desaparece. Considerando el gradiente medido en la tubería, este límite se encuentra a aprox. 1.530 pies de profundidad.

Mediante una separación flash (PT flash) a las condiciones termodinámicas existentes en el punto de inyección, se determinó la cantidad y composición (fracción molar) de cada una de las fases presentes en equilibrio en la mezcla (blended fluid):

Tabla 6. Separación flash a las condiciones termodinámicas en el punto de inyección.

<i>Blended fluid</i>	TOTAL	LIQUIDO	GAS	ASFALTENO
Total (fracc. molar)	1	0,43727	0,56238	0,00035
Total (lbmol)	4738,85	2072,16	2665,04	1,66
Peso molecular (lb/lbmol)	99,41	196,82	23,01	1180,51

Fuente: Elaboración propia (2025)

Al comparar la separación flash de la mezcla y la del fluido de yacimiento a las mismas condiciones (condiciones termodinámicas existentes en el punto de inyección), se observa un aumento de la cantidad de líquido de 439,12 lbmol debido a que parte del gas de inyección se disuelve en el fluido del yacimiento en estado sub-saturado:

Tabla 7. Separación flash de la mezcla y fluido de yacimiento a las condiciones termodinámicas en el punto de inyección.

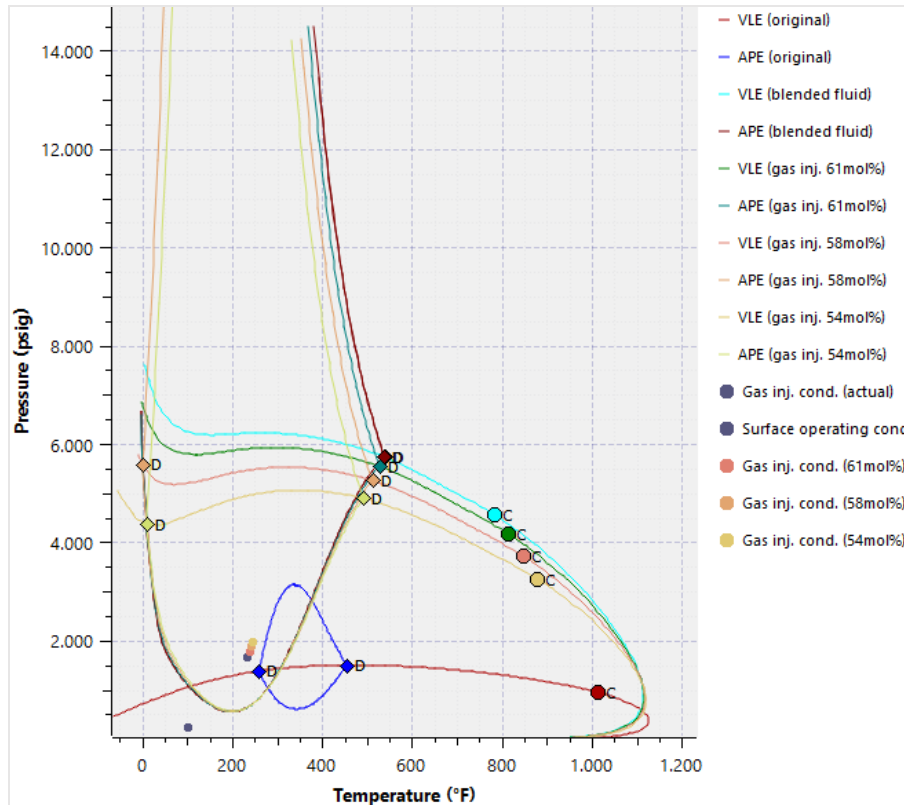
	<i>Original fluid</i>	<i>Blended fluid</i>		
	LIQUIDO	LIQUIDO	GAS	ASFALTENO
Total (fracc. molar)	1	0,43727	0,56238	0,00035
Total (lbmol)	1633,04	2072,16	2665,04	1,66
Peso molecular (lb/lbmol)	227,70	196,82	23,01	1180,51

Fuente: Elaboración propia (2025)

Una vez identificado el riesgo de asfaltenos en la tubería de producción, se procedió a realizar sensibilidades con diferentes proporciones de mezcla para conocer su posible impacto. Las proporciones utilizadas (61, 58 y 54 mol% gas inj.) fueron establecidas en base a la curva de rendimiento del pozo que establece la tasa de gas a inyectar (en MMscf/d) para producir una determinada tasa de líquido del yacimiento (en STB/d). Se encontró que el APE tiende a expandirse gradualmente hacia la zona de mayor presión/mayor temperatura a medida que aumenta la proporción de gas de inyección y que en cada una de las posibles mezclas volumétricas el riesgo de asfalteno se mantiene ya que las condiciones termodinámicas permanecen dentro del APE, el cual varía muy ligeramente en el umbral inferior de precipitación.

Se observa que, para la mezcla de 54 mol% de gas de inyección, el APE es más pequeño en comparación con el de la mezcla de 61 mol% por lo que el riesgo es menor, es decir, a mayor proporción de gas en la mezcla mayor riesgo de precipitación de asfaltenos.

Figura 19. Riesgo de precipitación de asfaltenos (sensibilidades con posibles mezclas volumétricas).



Fuente: Elaboración propia (2025)

Lo observado en la figura anterior puede corroborarse realizando un cálculo de tolerancia, para determinar la máxima cantidad de gas de inyección que puede adicionarse al fluido original a las condiciones de presión y temperatura antes que inicie la precipitación de asfaltenos. Se necesitan adicionar más de 4,84 lb de gas de inyección (equivalente a 9,65 %p/p) para que se forme una nueva fase (asfaltenos) a las condiciones de PyT de inyección.

Conclusión

El fluido del yacimiento no presenta riesgo de precipitación de asfaltenos, es decir, es un sistema estable desde las perforaciones hasta antes del punto de inyección de gas en la tubería, a las condiciones de presión y temperatura actuales.

En pozos de gas-lift, el gas inyectado desestabiliza los asfaltenos en el crudo. Al agregar gas al sistema, parte del gas inyectado se disuelve en el petróleo y la mezcla está en el equilibrio trifásico gas-petróleo-asfalteno a las condiciones de presión y temperatura. El riesgo se mantiene a medida que el fluido asciende hacia la superficie a través de la tubería, hasta aproximadamente 1.530 pies de profundidad considerando el gradiente medido en la tubería, límite en que el riesgo de precipitación de asfaltenos desaparece.

Se realizaron sensibilidades para estudiar el efecto de diferentes tasas de inyección de gas. Se encontró que el APE tiende a expandirse gradualmente a medida que aumenta la proporción de gas de inyección y que, en cada una de las posibles mezclas volumétricas, el riesgo de asfalteno se mantiene.

El problema de precipitación de asfaltenos podría controlarse en gran medida minimizando las presiones fluyentes de cabeza de pozo. Esto se traduce en menores presiones a lo largo del tubing y, como consecuencia, una reducción de la relación gas-petróleo en solución (menor cantidad de gas disuelto); además de un aumento de la solubilidad de los asfaltenos en el petróleo, según la teoría de la solubilidad. Por otro lado, el flujo bifásico a menor presión incrementa la proporción volumétrica y la velocidad del gas, lo que se traduce en mayor deslizamiento, esto hace que el régimen de flujo tienda a ser anular, donde se ha demostrado que el espesor del depósito en la pared de la tubería es menor. La presión de cabeza de pozo se reduce al aumentar el tamaño del orificio del estrangulador de superficie.

Recomendaciones

Habiendo identificado el riesgo de precipitación de asfaltenos, se recomienda implementar las medidas de control presentadas en este estudio y llevar a cabo estrategias de monitoreo y control de la estabilidad de los asfaltenos en el crudo (determinación del contenido de asfaltenos en crudos, análisis SARA a muestras de crudo/depositos), para prevenir posibles problemas de deposición.

Realizar mediciones experimentales del AOP para ajustar los parámetros y mejorar el desempeño del modelo de asfaltenos.

Realizar caracterización de depósitos de sólidos mediante esquema de separación propuesto por INTEVEP.

Utilizar un modelo de agregación y deposición de asfaltenos para conocer el mecanismo de deposición en la tubería y predecir el perfil de deposición y posible obstrucción o taponamiento. Conocer el mecanismo de deposición de estos sólidos permitiría evaluar otras medidas de prevención si las medidas de control de precipitación no son efectivas.

Determinar la presencia y caracterizar el material sólido suspendido en el crudo (arena, finos de arcilla, minerales, grava, etc.) ya que a menudo favorece los procesos de precipitación de los asfaltenos. Esas pequeñas partículas suspendidas en el crudo pueden servir de sitios de nucleación que promueven la adhesión de las moléculas de asfalteno.

Referencias

- Ashoori, S., Sharifi, M., Masoumi, M. and Salehi, M. (2016). *The relationship between SARA fractions and crude oil stability*.
- ASTM International. ASTM D2007-03. (2003). *Standard Test Method for Characteristic Groups in Rubber Extender and Processing Oils and Other Petroleum-Derived Oils by the Clay-Gel Absorption Chromatographic Method*.
- De Boer, R., Leerlooyer, K., Eigner, M. & Van Bergen, A. (1995). *Screening of crude oils for asphalt precipitation: theory, practice, and the selection of inhibitors*.
- Carbognani, L., Orea, M., & Fonseca, M. (1999). *Complex nature of separated solid phases from crude oils*.
- Carbognani et al., En. & Fuels (1999). *Distribución de las fracciones SARA de crudos livianos estables e inestables*.
- Guzmán, R., Ancheyta, J., Trejo, F. & Rodríguez, S. (2016). *Methods for determining asphaltene stability in crude oils*.
- Gharbi, K., Benyounes, K. & Khodja, M. (2017). *Removal and prevention of asphaltene deposition during oil production: A literature review*.
- INTEVEP (1992). *Geoquímica de la deposición de asfaltenos en el área de Ceuta, Cuenca de Maracaibo*.
- Jamaluddin, A; Nighswander, J. & Joshi, N. (2003). *Relación Resina/Asfalteno*.
- Leontaritis y Mansoori (1987). *Asphaltene Flocculation During Oil Production and Processing: A Thermodynamic Colloidal Model*.
- Normas ASTM D2007, D4124 o IP 469. *Análisis SARA*.
- Tissot, B. & Welte, D. (1984). *Petroleum Formation and Occurrence*. Second revised and enlarge edition. Springer-Verlag. Berlin Heidelberg New York Tokyo.
- Stankiewicz, A. (2011). *Origin and Behaviour of Oil Asphaltenes – Integration of Disciplines*.
- Sepúlveda, J., Bonilla, J. & Medina, Y. (2010). *Predicción de la estabilidad de los asfaltenos mediante la utilización del análisis SARA para petróleos puros*.



- Torres, A. (2016) *Geoquímica de los crudos de los campos Tomoporo, Franquera y La Ceiba, estado Trujillo*.
- Yen, A., Yin, Y.R. & Asomaning, S. (2001). *Evaluating asphaltene inhibitors: laboratory tests and field studies*.

Declaración de conflicto de interés y originalidad

Conforme a lo estipulado en el *Código de ética y buenas prácticas* publicado en **PetroRenova Indexed, Revista Científica de la Energía**, la autora **Añez Boscán, Mariana José**, declara al Comité Editorial que no tiene situaciones que representen conflicto de interés real, potencial o evidente, de carácter académico, financiero, intelectual o con derechos de propiedad intelectual relacionados con el contenido del artículo: ***Predicción de la precipitación de asfaltenos por inyección de gas en crudos del occidente venezolano***, en relación con su publicación. De igual manera, declara que el trabajo es original, no ha sido publicado parcial ni totalmente en otro medio de difusión, no se utilizaron ideas, formulaciones, citas o ilustraciones diversas, extraídas de distintas fuentes, sin mencionar de forma clara y estricta su origen y sin ser referenciadas debidamente en la bibliografía correspondiente. Consiente que el Comité Editorial aplique cualquier sistema de detección de plagio para verificar su originalidad. La autora declara que, en la preparación de este manuscrito, no utilizó herramientas de inteligencia artificial generativa para la redacción de textos o interpretación de datos.

Para citar este artículo:

Añez, M. (2026). Predicción de la precipitación de asfaltenos por inyección de gas en crudos del occidente venezolano. *PetroRenova Indexed, Revista Científica de la Energía*. Vol. 2, núm. 2, abril-junio, 2026. <https://doi.org/10.5281/zenodo.19798073>