

PetroRenova

REVISTA CIENTÍFICA DE LA ENERGÍA

INDEXED

ISSN-E: 3080-6666

D.L. ZU2025000146



VOLUMEN 2 - NÚMERO 2. ABRIL-JUNIO 2026

PetroRenova Indexed

DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.19859155>

Revista Científica de la Energía es un órgano de divulgación internacional de amplio alcance en las áreas de petróleo, gas y energías renovables, editada por **Petróleos & Renovables S. A.**, en alianza con el **Instituto Universitario Politécnico Santiago Mariño**. Es una revista venezolana, científica, especializada, en proceso de indexación y arbitrada bajo el sistema doble ciego. Sus publicaciones, de acceso abierto, están bajo licencia Creative Commons (BY-NC-SA) Attribution 4.0 Internacional.

Su publicación es trimestral, tiene como objetivo principal divulgar contenidos inéditos (en español e inglés), con la finalidad de ampliar el conocimiento en la industria de la energía, desde la innovación hasta la sostenibilidad, en la construcción, optimización y crecimiento científico del futuro, con perspectivas epistemológicas y metodológicas, en el sector de la industria a nivel nacional e internacional.

PetroRenova Indexed está dirigida a investigadores, profesionales, docentes, estudiantes y a todo el que esté interesado en profundizar sus conocimientos en las áreas de petróleo, gas y energías renovables, ya que, por su naturaleza interdisciplinaria, aporta saberes, constructos, teorías, métodos y otras aproximaciones, en sus publicaciones tipo artículos científicos, de reflexión, técnicos, de opinión, ensayos, reseñas, entrevistas, entre otras.

Equipo Editorial

Comité Editorial

Directora

Ing. Evelyn Quintero

Instituto Universitario Politécnico Santiago Mariño. Maracaibo, Venezuela.

Editor Jefe: Ing. Alexis Antonio Zavala. Universidad Privada Dr. Rafael Beloso Chacín. Maracaibo, Venezuela.

Editora Académico: Ing. Raiza Negrón. Petróleos & Renovables S. A. Maracaibo, Venezuela.

Asistente Editorial: Licda. Yulimar Jansen. Petróleos & Renovables S. A. Maracaibo, Venezuela.

Asesora Legal: Abog. Alcira Rodríguez. Petróleos & Renovables S. A. Maracaibo, Venezuela

Comité Científico

Esp. Elimar Anauro Rojas

Universidad del Valle. Tabasco, México.
<https://orcid.org/0009-0001-8616-3032>

Ing. Luis Edgardo Pérez

Universidad de Oriente. Cumaná, Sucre, Venezuela.
<https://orcid.org/0009-0001-8616-3032>

Ing. Carlos Jhesid Lazo

Universidad Mayor de San Andrés. La Paz, Bolivia.
<https://orcid.org/0009-0007-4552-6435>

Ing. Omar Arístides Flores

IMR & Asociados. Buenos Aires, Argentina.
<https://orcid.org/0009-0006-1970-4026>

Ing. Yoel Antonio Vivas

Petróleos de Venezuela S.A. Caracas, Venezuela.
<https://orcid.org/0000-0003-0873-3578>

Ing. Antonio Jiménez

CMA Energy Consulting Group. Bogotá, Colombia.
<https://orcid.org/0009-0003-2715-7868>

Ing. Jorge Johan García Díaz

Operadora 3RP. Río de Janeiro, Brasil.
<https://orcid.org/0000-0003-0873-3578>

Ing. Marianto Castro

Consultora independiente. Toronto, USA.
<https://orcid.org/0000-0003-0873-3578>

Ing. Edixon Máquez

Empresa mixta Petrocarabobo. Lechería, Venezuela
<https://orcid.org/0000-0002-3686-9934>

Ing. Antonio Hernández

SENSIA Ltd. Calgary, Alberta, Canadá
<https://orcid.org/0009-0002-3592-1160>

Ing. Alexander Marín

E&P CMA Energies Consulting Group. Houston TX, US.
<https://orcid.org/0009-0001-7403-3986>

Ing. Luis Hernández

Total Power and Control, INC. Houston, TX, US.
<https://orcid.org/0009-0007-3430-5581>



BY: se debe dar crédito al creador.

NC: Solo se permiten usos no comerciales de la obra.

SA: Las adaptaciones deben compartirse bajo los mismos términos.

Equipo técnico	
Diseño Gráfico Licda. Yexi Castellano	Diagramadora OJS Ing. Dorys L. Acosta C.
Soporte técnico Ing. Carlos Montilla	Contacto Correo electrónico: indexed.petrorenova@gmail.com

Sumario

Preliminares

01-02

Presentación editorial

Hacia una gestión integral de la energía y el entorno

Toward comprehensive energy and environmental management

Zavala Goitía, Alexis

03-04

Artículos

1. Impacto hídrico de gasolineras en cuencas colombianas

Water impact of gas stations in colombian basins

Gutiérrez Martínez, Andrés Felipe

05-19

2. Oportunidades de Litio en salmueras de aguas asociadas a yacimientos petrolíferos en Venezuela

Lithium opportunities in brines from oilfield produced waters in Venezuela

Quintero Lavado, Evelyn

20-42

3. Gestión de Carbono y EOR: Campos Maduros Venezuela

Carbon Management and EOR: Mature Fields Venezuela

Silva, Héctor y Gasbarri, Sandro

43-64

4. 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

Añez Boscán, Mariana José

65-96

Instrucciones para los autores

97-109

Presentación editorial

Hacia una gestión integral de la energía y el entorno *Toward comprehensive energy and environmental management*

DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.19794057>

Estimados Lectores, Colegas y Aliados de la industria:

Es un honor presentar la **edición número 2 del volumen 2-2026 de PetroRenova Indexed**, un espacio donde la rigurosidad técnica se encuentra con la visión estratégica para navegar los desafíos actuales del sector energético. En un contexto que exige eficiencia operativa y un compromiso con la sostenibilidad, los artículos que componen este número ofrecen una perspectiva integral sobre cómo la innovación puede transformar procesos tradicionales.

Nuestra industria se encuentra en una encrucijada donde la optimización de los activos existentes debe coexistir con la exploración de nuevas fronteras tecnológicas. En esta entrega, abordamos cuatro pilares que definen el futuro inmediato de nuestra gestión regional:

Sostenibilidad y responsabilidad ambiental

El análisis sobre el impacto hídrico de las gasolineras en Cuencas Colombianas recuerda que la licencia social para operar comienza con la protección de los recursos compartidos. La gestión de riesgos ambientales en la distribución de combustibles es tan crítica como la seguridad en el pozo y, este estudio, aporta datos para fortalecer los marcos de prevención en el país vecino.

La nueva frontera de los recursos estratégicos

Venezuela posee un potencial que trasciende los hidrocarburos convencionales. La investigación sobre las oportunidades de litio en salmueras de aguas asociadas a yacimientos petrolíferos abre un debate sobre la diversificación de nuestra matriz energética. Aprovechar la infraestructura existente para la extracción de minerales críticos para la transición global representa una ventaja competitiva que no se puede ignorar.

Eficiencia en la recuperación y gestión del carbono

La madurez de nuestros campos obliga a ser creativos y precisos. El binomio Gestión de Carbono y EOR (Recuperación Mejorada de Petróleo) en campos maduros de Venezuela se presenta como una solución de doble propósito: aumentar el factor de recobro mientras se capturan emisiones, alineando la productividad con los objetivos climáticos internacionales.

Innovación técnica en el occidente venezolano

Finalmente, la excelencia operativa se fundamenta en la capacidad de predicción. El estudio sobre la predicción de asfaltenos por inyección de gas en crudos del occidente venezolano aborda uno de los desafíos fisicoquímicos más complejos de nuestra región. Utilizar modelos predictivos avanzados permite mitigar riesgos de formación de depósitos, garantizando la continuidad del flujo y protegiendo la integridad de las instalaciones.

Desde la dirección editorial, reafirmamos nuestro compromiso con la divulgación de conocimientos que no solo informen, sino que también impulsen, de manera efectiva, la toma de decisiones basada en datos precisos y una sólida ética profesional. Entendemos que, en la complejidad del panorama energético actual, la información técnica no debe ser un fin en sí misma, sino un catalizador para la excelencia operativa y la integridad en cada proyecto. Nuestra misión es consolidar un espacio donde el rigor científico guíe la gestión de activos, asegurando que cada avance tecnológico se traduzca en práctica responsable y transparente para el sector.

Les invitamos a profundizar en estas páginas, las cuales han sido, cuidadosamente, diseñadas para fortalecer la resiliencia de nuestra industria en tiempos de cambio.

Ante los desafíos que imponen la transición energética y la madurez de los yacimientos regionales, **PetroRenova Indexed** se propone como una herramienta estratégica para la adaptación y el crecimiento. Al explorar los hallazgos aquí presentados —desde la optimización de procesos químicos hasta la gestión de recursos críticos—, nuestra comunidad profesional adquiere los elementos necesarios para transformar las incertidumbres del entorno en oportunidades de innovación y desarrollo sostenible.

Ing. Zavala Goitía, Alexis. MSc.¹

Editor jefe

Correo: azavala@petrorenova.com

Orcid: <https://orcid.org/0009-0009-2113-3834>

¹ Ingeniero de Petróleo / MSc. en Gerencia de Empresas. Petróleos & Renovables, S.A. Maracaibo-Zulia, Venezuela.

Impacto hídrico de gasolineras en cuencas colombianas

Water impact of gas stations in colombian basins

DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.19795109>

Recibido: 2026-02-02 Aceptado: 2026-03-01

Gutiérrez Martínez, Andrés Felipe¹

Correo: qwerty.afgm@gmail.com

Orcid: <https://orcid.org/0009-0005-4430-721X>

Investigador independiente

Resumen

La preservación hídrica en Colombia se ve amenazada por el sector Downstream, específicamente, por las estaciones de servicio (EDS). Este estudio evalúa el riesgo de contaminación en la cuenca del Río Magdalena (Valledupar, Río Cesar), analizando vulnerabilidades en el almacenamiento y manejo de residuos peligrosos (RESPEL) bajo la normativa nacional. Los resultados identifican impactos críticos en el suelo y moderados en el agua debido a filtraciones de hidrocarburos, emisiones de COV y mala disposición de aceites. Como solución, se proponen estrategias de mitigación que incluyen ósmosis inversa, auditorías externas y gestión colaborativa de costos para cumplir con el ODS 6 y garantizar la integridad de los ecosistemas locales.

Palabras clave: Riesgo hidrológico, estaciones de servicio, cuencas sedimentarias, mitigación ambiental.

Abstract

Water conservation in Colombia is threatened by the downstream sector, specifically by service stations. This study assesses the risk of contamination in the Magdalena River basin (Valledupar, Río Cesar) by analyzing vulnerabilities in the storage and management of hazardous waste (RESPEL) under national regulations. The results identify critical impacts on soil and moderate impacts on water due to hydrocarbon seepage, VOC emissions, and improper oil disposal. As a solution, mitigation strategies are proposed, including reverse osmosis, external audits, and collaborative cost management, to meet SDG 6 and ensure the integrity of local ecosystems.

Keywords: Hydrological risk, service stations, sedimentary basins, environmental mitigation.

¹ Ingeniero de Petróleos, Especialista en Seguridad y Salud en el Trabajo y Técnico en Prevención de Riesgos Laborales. Investigador independiente.

Introducción

¿Cómo puede el desarrollo del sector hidrocarburífero en Colombia garantizar la protección efectiva de los recursos hídricos, sin comprometer la sostenibilidad ambiental ni los derechos de las comunidades locales?

Colombia es reconocida mundialmente por su riqueza en recursos hídricos, aunque esta riqueza no se distribuye de manera homogénea entre las regiones. La política nacional para la gestión integral del recurso hídrico (GIRH) busca garantizar la sostenibilidad del mismo, reconociendo que el agua es un bien natural de uso público administrado por el Estado (Alcaldía de Medellín, 2009).

De acuerdo con Pascual (2017), la industria petrolera se organiza en tres segmentos que interactúan de forma distinta con los recursos hídricos:

- *Upstream (Aguas Arriba)*

Es la fase de Exploración y Producción (E&P). Aquí es donde se localiza el mayor consumo de agua y el contacto directo con las cuencas sedimentarias. En esta fase se suceden una serie de actividades: Sísmica, perforación de pozos y extracción en donde se generan grandes volúmenes de "agua de producción" (agua salada, y metales que salen junto al crudo). Si no se maneja bien, puede infiltrarse en acuíferos profundos de la cuenca.

- *Midstream (Intermedio)*

A menudo omitido en definiciones simplificadas, este sector es el puente logístico. Las actividades que aquí se realizan son: Transporte por oleoductos, gasoductos, y almacenamiento mayorista. Su impacto hídrico está relacionado con los derrames por fallas de integridad en la infraestructura que atraviesa ríos o zonas de recarga hídrica.

- *Downstream (Aguas Abajo)*

Es la etapa de Refinación, Distribución y Comercialización. Es el punto más cercano al consumidor final. En esta etapa existe un procesamiento del crudo en refinerías para obtener gasolinas, diésel y lubricantes, y su posterior venta en estaciones de servicio (EDS). El impacto hídrico es importante porque es aquí donde el riesgo se vuelve capilar y urbano, afectando cuencas superficiales y aguas subterráneas someras.

La relación entre la frase y la contaminación por EDS se explica mediante la vulnerabilidad de las cuencas sedimentarias. Una cuenca sedimentaria no es solo donde se origina el petróleo; es también un sistema de capas de roca y arena que almacena agua (acuíferos).

¿Cómo ocurre la contaminación en el Downstream?

Según la Normas ISO 14001, las estaciones de servicio se ubican sobre estas cuencas. El engrane crítico sucede a través de los Sistemas de Almacenamiento Subterráneo de Hidrocarburos (UST):

- *Fugas silenciosas*: Tanques viejos o mal mantenidos pueden presentar fisuras. Al estar bajo tierra, el combustible se filtra directamente al suelo de la cuenca sedimentaria.
- *Lixiviación y migración*: Debido a la porosidad de los sedimentos, los hidrocarburos (especialmente componentes volátiles como benceno, tolueno y xileno - BTEX) viajan hacia abajo por gravedad hasta alcanzar el nivel freático.
- *Contaminación de acuíferos*: Una vez que el combustible toca el agua subterránea, crea una "pluma de contaminación" que se desplaza con el flujo del agua, pudiendo inhabilitar pozos de agua potable a kilómetros de distancia.

Síntesis de la problemática

Dado que Colombia depende económicamente de este sector (ingresos y exportaciones), existe una tensión constante entre el beneficio financiero y la seguridad hídrica. Mientras el Upstream presiona las fuentes de agua por volumen de uso y vertimientos industriales, el Downstream (estaciones de servicio) representa un riesgo de contaminación química puntual pero masiva para las reservas de agua subterránea que residen en las mismas cuencas sedimentarias.

La gestión de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) y las normativas locales buscan que el crecimiento del sector no comprometa la integridad de estas cuencas, exigiendo sistemas de doble pared en tanques y monitoreo constante de pozos de observación en las estaciones.

En la fase de exploración y perforación, se requiere la utilización de grandes volúmenes de agua (Anderson et al., 2012). Las operaciones de perforación, principalmente en regiones como la Orinoquía, que concentra el 74% de la producción petrolera nacional, generan aguas residuales industriales y domésticas con alto potencial contaminante (ANLA, 2014).

1. Fundamentación teórica

1.1. Eslabón downstream

Las estaciones de servicio (EDS) se ubican en el área downstream de la cadena de valor de hidrocarburos (Ya descrito). Su operación incluye el despacho de combustible, servicios complementarios (cambio de aceite, lavado de autos, reparación de llantas) y actividades administrativas.

1.2. Sistemas de Gestión Ambiental (SGA)

De acuerdo con Vásquez (2020), la gestión adecuada de estas operaciones busca evitar impactos negativos al ambiente, especialmente, al suelo. Compañías como TERPEL S.A. han implementado Sistemas de Gestión Ambiental (SGA) bajo el modelo Planear-Hacer-Verificar-Actuar (PHVA).

Las EDS generan residuos peligrosos como aceite usado, filtros metálicos impregnados de aceite, tarros plásticos contaminados con hidrocarburos y material absorbente (estopas, textiles) contaminado con aceites y combustibles.

Existe una disparidad entre el alto costo de disposición final y tratamiento legal de los residuos peligrosos (RESPEL) versus el valor económico que estos residuos alcanzan en mercados informales (como chatarrerías o aserraderos).

- Contaminantes en EDS

El manejo de RESPEL se basa en la Ley 1252 de 2008 y el Decreto 4741 de 2005. Se requiere un control diario a los niveles de fluido y un correcto control de inventarios para asegurar que no haya variaciones significativas.

La verificación de los niveles de agua en los tanques es obligatoria, y cualquier entrada súbita de agua debe ser investigada inmediatamente para descartar problemas en el tanque que ocasionen fugas de combustible.

En las EDS se generan aguas residuales de lavado y, potencialmente, por mezcla, con aguas de lluvias. Se debe obtener un permiso de vertimientos para la descarga a un cuerpo de agua, alcantarillado o suelo, de acuerdo con el Decreto 1594 de 1984. Los tanques de almacenamiento y tuberías de llenado y conducción se encuentran enterrados, lo que les confiere fácil acceso a los cuerpos hídricos y suelos. Por lo tanto, se requiere la realización periódica de pruebas de hermeticidad de los tanques y tuberías (que no superen los cinco años) y el control diario de inventarios para detectar fugas de combustible.

La actividad de suministro de combustible genera emisión de gases o vapores y compuestos orgánicos volátiles que contaminan el aire.

- *Contaminación atmosférica (gases y vapores de gasolina)*

La contaminación del aire es un aspecto de salida identificado en las EDS. La principal fuente de contaminación atmosférica son las emisiones de gases o vapores que se generan durante el suministro de combustible (tanqueo de vehículos). Estas emisiones se clasifican como emisión de compuestos orgánicos volátiles (COV). Para mitigar esta contaminación, los operarios deben evitar derrames, goteos o salpicaduras de producto al momento de despachar el combustible. Además de los vapores, las actividades de limpieza y barrido pueden generar material particulado (ANLA, 2014).

La contaminación atmosférica asociada a los combustibles en las EDS se manifiesta, principalmente, a través de la emisión de vapores de gasolina, identificada como un aspecto ambiental de salida durante las actividades, como el suministro de combustible. Este aspecto resulta en el impacto ambiental de contaminación al aire, un problema reconocido en la industria de hidrocarburos generado por emisiones de gases.

Dichas emisiones son ricas en compuestos orgánicos volátiles (COV), cuya composición en el vapor del combustible está dominada por aromáticos y n-heptano. Los contaminantes orgánicos liberados incluyen alcanos, alquenos y aromáticos, como el benceno y el tolueno. Los estudios indican que la composición de los COV en el vapor de la gasolina es distinta a la composición de los COV en el vapor del diésel. Además, aunque la reducción del contenido aromático en el combustible puede disminuir las emisiones de benceno y tolueno, también puede provocar un aumento en las emisiones de aldehídos.

- *Contaminación de acuíferos y suelo (fugas subterráneas)*

Según Custodio y Llamas (2001), el mayor riesgo de contaminación a los acuíferos y al suelo está asociado a las fugas o pérdidas de contención de los productos almacenados en el subsuelo. Los tanques de almacenamiento y las tuberías de llenado y conducción se encuentran enterrados, lo que les confiere fácil acceso a los cuerpos hídricos y suelos.

Para prevenir la filtración de hidrocarburos al subsuelo y, por ende, a los acuíferos, es indispensable: realizar pruebas de hermeticidad de los tanques y tuberías de distribución con una frecuencia no superior a cinco años; llevar un correcto control de inventarios y realizar mediciones diarias al tanque para detectar variaciones significativas o la ausencia de agua; verificar diariamente la salmuera de los tanques de doble contención (líquido que se encuentra en el intermedio del tanque interno y externo) para descartar fallas en los tanques por fuga de combustible.

La contaminación de los acuíferos (agua subterránea) por filtración de vertimientos contaminados se clasifica como un impacto moderado. La contaminación del recurso suelo por la inadecuada gestión de residuos peligrosos es un impacto crítico.

Los contaminantes pueden generar minerales tóxicos en el suelo, deteriorar su estructura y causar pérdida de materia orgánica y nutrientes minerales (como potasio, sodio, sulfato y nitrato). Esto es lo que se llama impacto hidrogeológico.

En resumen, la contaminación por fluidos, combustibles y derivados del petróleo en las EDS se debe a la emisión de COV durante el despacho, la filtración de combustible desde tanques y tuberías subterráneas (que afecta la hidrogeología), y el vertimiento y mala disposición final de RESPEL (principalmente aceites, filtros y lodos) que contaminan el suelo de forma crítica y el agua superficial y subterránea de forma moderada.

La gestión de la contaminación generada por la industria petrolera, desde la producción de fluidos residuales hasta la distribución en las estaciones de servicio (EDS), está intrínsecamente ligada al cumplimiento del Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) 6: Agua Limpia y Saneamiento de la Agenda 2030, cuyo propósito es garantizar la disponibilidad y la gestión sostenible del agua y el saneamiento para todos.

La alta captación de agua requerida para la preparación de fluidos de perforación causa el agotamiento de las fuentes hídricas superficiales y subterráneas, lo que compromete la disponibilidad del recurso. El riesgo de contaminación crítica del suelo y moderada del agua por

la mala disposición de residuos sólidos peligrosos (RESPEL) en las EDS y los altos valores de conductividad por sales (cloruros y sulfatos) en las aguas residuales industriales deterioran la calidad del agua, un problema exacerbado por el hecho de que más de un millón de ciudadanos no tienen acceso a agua potable en Colombia.

1.3. Problemática de las EDS

De acuerdo con Campbell y Reyes (2015), las EDS son el punto de contacto más sensible entre la industria y el entorno urbano o rural. La problemática de las EDS, hoy en día es compleja, ya que, no solo enfrentan desafíos operativos y de seguridad, sino también una presión externa por la transición energética y cambios económicos drásticos.

A continuación, se presentan los puntos críticos estructurados por áreas de impacto:

a) Problemática económica y de rentabilidad

Es quizás el desafío más inmediato para los dueños de estaciones:

- *Márgenes de ganancia reducidos*: Los precios de los combustibles suelen estar regulados o controlados por grandes petroleras, dejando un margen operativo muy pequeño que se ve absorbido por la inflación y el aumento de costos fijos
- *Costos de medios de pago*: En varios países, las comisiones de tarjetas de crédito y los plazos de acreditación superan la utilidad neta por litro, obligando a algunas estaciones a aceptar solo efectivo o débito.
- *Cargas impositivas y tasas*: La creación de nuevas tasas locales (como la "tasa vial") y los impuestos específicos al carbono o a los combustibles líquidos presionan aún más el precio final sin beneficio para la EDS.

b) Problemática de Seguridad y Salud (SST)

Las EDS son entornos de alto riesgo por la naturaleza de los productos que manejan.

- *Exposición a agentes químicos*: Los trabajadores están expuestos diariamente a vapores de benceno y otros hidrocarburos, lo que a largo plazo puede generar enfermedades crónicas si no hay rotación o equipo de protección adecuado.
- *Riesgos de seguridad física*: Al manejar efectivo y operar en horarios nocturnos, son blancos frecuentes de robos y violencia.

- *Accidentalidad vial*: El flujo constante de vehículos en la EDS aumenta el riesgo de atropellamientos o colisiones contra las islas de surtidores.

c) *Problemática operativa y ambiental*

- *Infraestructura obsoleta*: El mantenimiento de tanques de almacenamiento subterráneo es costoso. Las fugas no detectadas pueden contaminar suelos y mantos acuíferos, generando multas ambientales millonarias.

- *Pérdidas "silenciosas"*: Variaciones en la temperatura del combustible causan expansión o contracción del líquido, lo que genera diferencias entre el volumen comprado y el vendido.

- *Controles gubernamentales*: Inspecciones más rigurosas (como las recientes en Colombia o Brasil) han revelado que muchas estaciones operan con equipos corroídos, falta de dotación para empleados o documentación desactualizada.

d) *Desafío de la transición energética*

Este es el problema a medio y largo plazo:

- *Incertidumbre en el modelo de negocio*: El aumento de vehículos eléctricos y el uso de energías alternativas plantea la duda de si las EDS seguirán siendo rentables vendiendo solo fósiles

- *Altos costos de conversión*: Transformarse en "electrolineras" (centros de carga eléctrica) requiere una inversión en infraestructura eléctrica que muchas estaciones independientes no pueden financiar.

2. Metodología

Según U.S. Environmental Protection Agency (EPA 2014), el abordaje de contaminantes en las EDS se maneja bajo una metodología técnica rigurosa orientada a la caracterización del sitio y la mitigación de riesgos ambientales. De acuerdo con esto, se desglosará la metodología por contaminante

2.1. Contaminantes hidrogeológicos e hidrológicos (agua subterránea y superficial)

Este componente se enfoca en los riesgos asociados a la contaminación del agua, tanto subterránea (hidrogeológico) como superficial (hidrológico). La contaminación del agua y/o suelo es uno de los impactos de prioridad alta en las EDS.

El programa de manejo de vertimientos domésticos e industriales busca establecer especificaciones para sistemas eficientes de tratamiento de aguas. Una gestión inadecuada de vertimientos puede ser penalizada, ya que se han reportado casos donde las EDS generan vertimientos a fuentes superficiales o alcantarillado sin permiso, incumpliendo la ley.

2.2. Contaminación por residuos peligrosos

La inadecuada gestión de RESPEL puede deberse a la falta de capacitación del personal, o al factor económico, ya que, el valor de disposición adecuada es alto, llevando a desviar residuos como filtros y aceites usados a mercados informales, incumpliendo la ley.

Entre los mecanismos de control tenemos: clasificación adecuada, almacenamiento seguro, transporte a gestores autorizados y llevar una bitácora de generación y disposición.

Es fundamental contar con un Plan de Gestión Integral de Residuos Sólidos Peligrosos (PGIRSP) e implementar estrategias de capacitación.

2.3. Contaminantes de aire

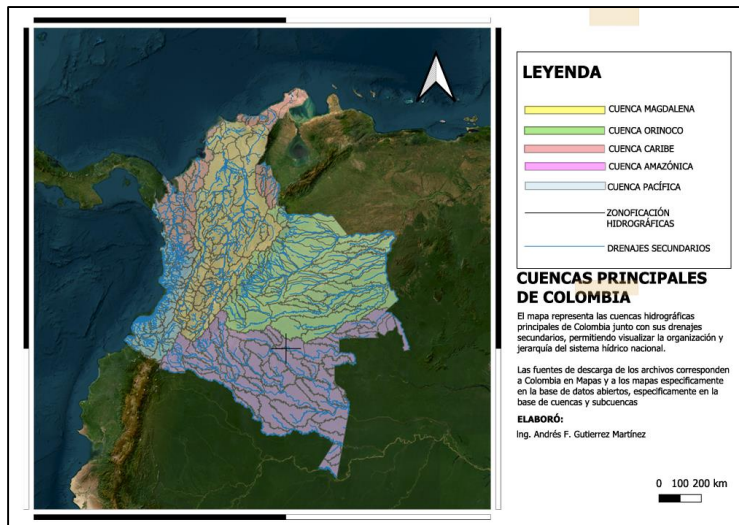
Este componente se centra en las emisiones atmosféricas, principalmente generadas por el manejo de combustibles y las actividades de limpieza en las estaciones de servicio. Entre los mecanismos de control sugeridos en las fuentes para mitigar la contaminación del aire están: evitar derrames, goteos y salpicaduras; implementar buenas prácticas en la limpieza.

3. Resultados

3.1. EDS en el contexto de Valledupar y la Cuenca del Cesar

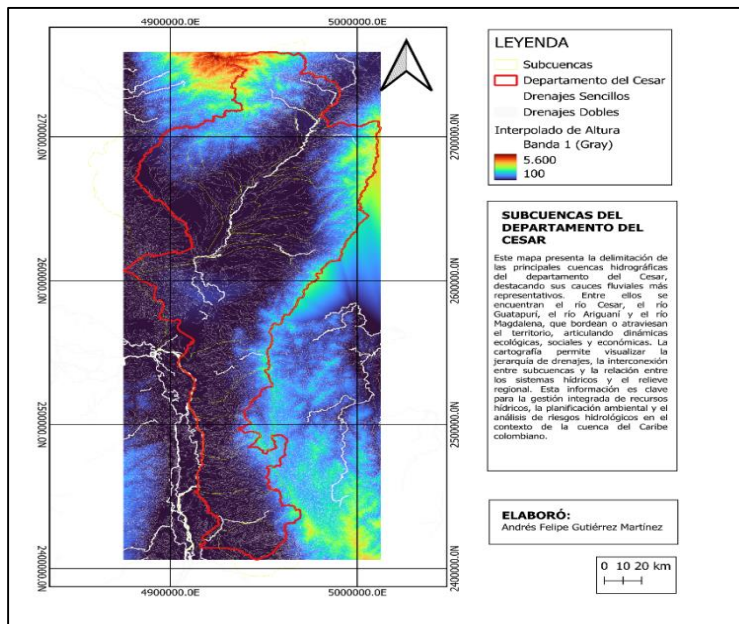
De la información obtenida de la Corporación Autónoma Regional del Cesar (CORPOCESAR), Plan de Gestión Ambiental Regional (PGAR) (2011-2031), el Río Cesar es un recurso hídrico vital y una unidad hidrogeológica importante en Colombia, ocupa 280 kms, desde la Sierra Nevada de Santa Marta hasta su desembocadura en el Río Magdalena, específicamente, en la Ciénaga de Zapatosa. La cuenca abarca una extensión de, aproximadamente, 1.776.900 hectáreas y está localizada al sureste de la Sierra Nevada de Santa Marta y al occidente de la Serranía de Perijá.

Figura 1. Mapa de cuencas principales de Colombia y drenajes principales.



Fuente: Elaboración propia con Base de datos Abiertos Colombia

Figura 2. Modelo digital de elevación (DEM) de la Cuenca del Río Cesar



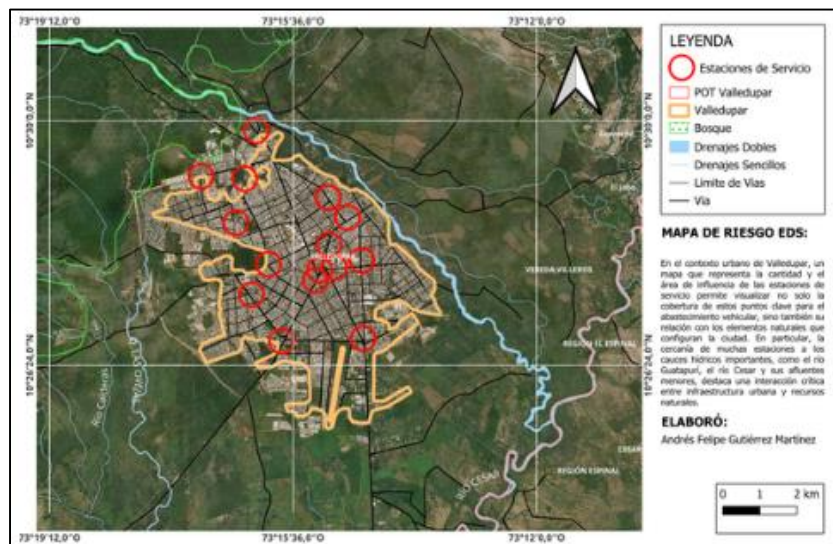
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Abiertos Colombia

La información anterior se complementó, con la proporcionada por el Sistema de Información de Combustibles (SICOM), plataforma tecnológica oficial del Ministerio de Minas y Energía de Colombia, de la cual se obtuvo que el Departamento del Cesar posee 247 EDS activas, con un precio promedio por galón de \$11,991 y un volumen total adquirido de 1,057,589,940 galones de combustible líquido.

El análisis de la situación de las estaciones de servicio (EDS) en el contexto de Valledupar requiere enfocarse en la información disponible para el departamento del Cesar y el papel de Valledupar como centro urbano.

Según la caracterización del sector de las EDS por departamento, el Cesar cuenta con un número significativo de estaciones abastecidas por mayoristas principales: 83 por ORGANIZACIÓN TERPEL SA, 21 por CI ECOSPETROLEO SA y 35 por PETROMIL SAS, sumando al menos 139 EDS registradas bajo estas compañías y un total de 17 estaciones de servicio para Valledupar.

Figura 3. Distribución espacial de (EDS) en Valledupar, Cesar



Fuente: Elaboración propia con base en datos Abiertos Colombia

Conclusión

Tras el análisis exhaustivo de las variables técnicas y el comportamiento de los datos, se concluye que:

- *Existe una deficiencia estructural en el manejo de RESPEL*

Existe una gestión de residuos peligrosos deficiente en las EDS atribuible, en parte, a la falta de capacitación del personal y a la ausencia o incumplimiento del Plan de Gestión Integral de Residuos Sólidos Peligrosos (PGIRSP).

Desde un punto de vista técnico-económico, el alto costo de la disposición adecuada incentiva la desviación de residuos peligrosos (como aceites y filtros) hacia canales informales, aumentando, críticamente, el riesgo de contaminación del suelo y agua.

Los vertimientos de aguas asociadas a hidrocarburos (incluso las de limpieza industrial, por analogía con los estudios de perforación) presentan altos niveles de contaminantes, especialmente sales (conductividad y cloruros), superando los valores máximos permisibles establecidos en la normativa colombiana (Decreto 475 de 1998 y Resolución 0631 de 2015). Esto evidencia que los tratamientos convencionales no son suficientes para cumplir con los estándares de calidad requeridos antes de la disposición final.

- *Necesidad de integración sistémica (SGA)*

El cumplimiento ambiental y la prevención de riesgos requieren una integración efectiva del Sistema de Gestión Ambiental (SGA), basado en el ciclo PHVA (Planificar, Hacer, Verificar, Actuar) de la norma ISO 14001. Los planes de manejo ambiental y de contingencia deben ser documentos guía preventivos, predictivos y reactivos, con el fin de evitar pasivos ambientales.

Recomendaciones

Desde el ámbito de la ingeniería y la gestión técnica, se recomienda:

- *Implementar tecnologías avanzadas de tratamiento hídrico*

a) Para los vertimientos más contaminantes o aguas de proceso con alta carga de sólidos disueltos (sales) o hidrocarburos, se debe proponer y financiar el uso de tratamientos terciarios

b) La osmosis inversa (OI) es la tecnología de membrana recomendada, ya que demostró el mayor porcentaje de eficiencia de remoción de contaminantes (90-95% de sólidos disueltos). Este enfoque de ingeniería garantizaría el cumplimiento de la norma, especialmente para parámetros como la conductividad y los cloruros.

c) Proponer la recirculación del agua tratada (utilizando la OI) para minimizar la captación de recursos hídricos y reducir las descargas al ambiente, promoviendo la sostenibilidad y eficiencia en el uso del agua.

- *Optimización y control de infraestructura para RESPEL*

Mejorar las condiciones físicas y estructurales de los cuartos de almacenamiento temporal de RESPEL en las EDS. Esto incluye asegurar que cumplan con los lineamientos normativos colombianos para el almacenamiento seguro, previniendo fugas al suelo. Diseñar e implementar procedimientos operacionales detallados y obligatorios (como parte del SGA) para la clasificación, segregación y almacenamiento de residuos (aceites, filtros, trapos contaminados, llantas), lo cual disminuye la cantidad de residuos peligrosos que deben ser incinerados.

- *Fortalecimiento del monitoreo y auditoría técnica*

a) Implementar un programa de medición y monitoreo sistemático de los aspectos ambientales significativos (vertimientos, emisiones, residuos). Exigir que los Informes de Cumplimiento Ambiental (ICA) sean auditados o intervenidos por agentes externos al gobierno. Esto aseguraría que la información reportada por las empresas sobre la calidad de los vertimientos y el manejo ambiental sea

b) acertada y veraz, mejorando la efectividad del seguimiento ambiental por parte de las autoridades

- *Enfoque de gestión colaborativa para costos*

Dado que el factor económico es una barrera para la disposición adecuada, se recomienda a nivel de gremio o asociación (ingeniería económica/gestión) formar grupos de EDS para contratar el servicio de recolección y disposición final de RESPEL en conjunto, reduciendo el costo por kilogramo y promoviendo el cumplimiento legal masivo.

Referencias

- Alcaldía de Medellín. (2009). *Manual de Producción Más Limpia y Buenas Prácticas Ambientales en Estaciones de Servicio*. Servicio de Gestión Integral.
- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA). Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2014). *Elaboración del estudio de impacto ambiental proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos*. (pp. 77–78).
- Campbell, J. & Reyes-Picknell, J. (2015). *Uptime: Strategies for Excellence in Maintenance Management*. CRC Press.
- Colombia en Mapas. (s.f.). *Datos Abiertos - Sistema de Información Geográfica*. Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC). <https://www.colombiaenmapas.gov.co>
- Contaminantes en EDS (2005-2008). Manejo de RESPEL se basa en la Ley 1252 y Decreto 4741
- Corporación Autónoma Regional del Cesar (CORPOCESAR). *Plan de Gestión Ambiental Regional* (PGAR) 2011-2031.
- Custodio & Llamas (2001). *Hidrología Subterránea*. Ediciones Omega.
- Decreto N.º 475. (1998). *Normas técnicas de calidad del agua potable*. Alcaldía de Medellín.
- Estaciones de Servicio abastecidas por mayoristas principales: Organización Terpel SA, CI Ecospetroleo SA y Petromil SAS.
- Gestión de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) y normativas colombianas.
- Manejo de RESPEL (2005): *Ley 1252 de 2008 y Decreto 4741*.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2015). *Resolución 0631 del 2015*. Colombia.
- Normas ISO 14001: Sistemas de Gestión Ambiental (aplicado a la operatividad de estaciones)
- Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) 6: *Agua Limpia y Saneamiento de la Agenda 2030*
- Pascual, R. (2017). *La cadena de valor de la industria petrolera*. Editorial Reverté.
- Permisos de vertimientos para la descarga a un cuerpo de agua (1984). Decreto 1594.
- U.S. Environmental Protection Agency. (EPA, 2014). *Guide to Assessing and Managing the Site-Specific Environmental Hazards to Groundwater at UST Sites*
- Sistema de Información de Combustibles (SICOM). Plataforma tecnológica oficial del Ministerio de Minas y Energía de Colombia
- Vásquez, J. S. (2020). *Lineamientos para la gestión del riesgo en estaciones de servicio de gasolina en Bogotá*.

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**, el autor **Gutiérrez Martínez, Andrés Felipe**, 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: **Impacto hídrico de gasolineras en cuencas colombianas**, 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. El autor 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:

Gutiérrez, A. (2026). Impacto hídrico de gasolineras en cuencas colombianas. *PetroRenova Indexed, Revista Científica de la Energía*. Vol. 2, núm. 2, abril-junio, 2026. <https://doi.org/10.5281/zenodo.19795109>

Oportunidades de Litio en salmueras de aguas asociadas a yacimientos petrolíferos en Venezuela

Lithium opportunities in brines from oilfield produced waters in Venezuela

DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.19795645>

Recibido: 2026-02-07 Aceptado: 2026-03-04

Quintero Lavado, Evelyn¹

Correo: evequinterolav@gmail.com

Orcid: <https://orcid.org/0009-0004-9352-4053>

Resumen

Este artículo técnico evalúa, con enfoque geocientífico, operacional y tecno-económico, el potencial de recuperar litio (Li) desde salmueras asociadas a yacimientos petrolíferos en Venezuela (aguas de formación/agua producida) como una línea de “minería no convencional” acoplable a instalaciones de superficie del negocio petrolero. La motivación es doble: (i) transformar un pasivo operativo-ambiental (manejo de agua producida y salmueras) en una corriente valorizable mediante extracción directa (DLE, *Direct Lithium Extraction* por sus siglas en inglés); y (ii) aprovechar infraestructura existente (separación, tratamiento, reinyección, energía, logística industrial) para reducir costos marginales frente a proyectos greenfield. La evidencia técnica más relevante identificada en la literatura abierta para formaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco (área Carabobo, Cuenca Oriental) muestra que las aguas de formación presentan un rango de sólidos disueltos totales (TDS) (brackish salino típico de sistemas meteórico marinos mezclados, con tendencia NaCl y dilución hacia NaHCO. En particular, un conjunto de muestras del intervalo Freites–Oficina/Morichal reporta valores de TDS, aproximadamente, entre 1 y 27,7 g/L y concentraciones de Li⁺ observadas hasta ~40 mg/L en algunas salmueras NaCl (por ejemplo, una muestra con Li≈40 mg/L a TDS≈27,7 g/L). [1] En términos de umbrales económicos, varios desarrollos industriales consideran corrientes atractivas con ≥50 mg/L (dependiendo de costos, caudales y productos), mientras que otros enfoques conservadores usan >200 mg/L como criterio de “alto valor” para priorización. Por tanto, la evidencia disponible sugiere que la Cuenca Oriental podría contener corrientes “cercanas al umbral”, pero no confirma por sí sola una oportunidad masiva tipo salmueras de grado alto (100–300+ mg/L) como las de algunos análogos internacionales.

Palabras clave: litio, agua producida, salmueras petroleras, extracción directa de litio, DLE.

Abstract

This technical article assesses the geoscientific, operational, and techno-economic potential of recovering lithium from oilfield-produced brines in Venezuela through Direct Lithium Extraction (DLE). Open data from the Carabobo area suggest lithium concentrations of up to about 40 mg/L, indicating near-threshold opportunities rather than high-grade brine systems, while the

¹ Ingeniera de Petróleos. Esp. en Yacimientos (EOR / IOR). Fundadora y CEO. Petróleos & Renovables S. A.

Maracaibo Basin remains an exploratory target because of its higher salinity and more evolved brines. The outlines modular recovery routes based on selective adsorption, membrane concentration, and bipolar electro dialysis integrated with existing surface facilities and reinjection systems. A preliminary economic screening shows strong sensitivity to lithium grade, water flow rate, recovery, energy and reagent costs, and lithium carbonate prices. The study recommends a phased program of characterization, laboratory testing, and modular pilots, starting in the Eastern Basin and extending to exploratory screening in Maracaibo.

Keywords: lithium, produced water, oilfield brines, direct lithium extraction, Venezuela, DLE.

Introducción

La producción de hidrocarburos conlleva, inevitablemente, la generación de agua asociada, la cual proviene de la formación —movilizada por el flujo de petróleo y gas—, de acuíferos o de procesos de inyección en proyectos de recuperación secundaria. A medida que un campo madura, la razón agua-petróleo (WOR) aumenta, significativamente, posicionando al manejo de agua como el principal desafío volumétrico en el sistema de fluidos de superficie.

En el contexto actual, el litio emerge como metal crítico para baterías y almacenamiento, con alta volatilidad de precios y concentración geográfica de refinación (riesgo de suministro). La Agencia Internacional de Energía documenta este riesgo y el crecimiento de demanda asociada a la transición energética. [2] Aun así, la caída de precios 2023-2025 y su variabilidad obligan a que cualquier estrategia de litio “no convencional” sea intensiva en productividad, baja en costos y apoyada en sinergias industriales. [3]

En Venezuela, las “oportunidades” se concentran estratégicamente en dos frentes:

a) Oportunidad inmediata de “ensayos y pruebas pilotos” en la Cuenca de la Faja Petrolífera del Orinoco, esto en base a que existe evidencia abierta de concentraciones de Li hasta ~40 mg/L, en Carabobo (Formación Oficina/Morichal). [1] Además, se reportan heterogeneidades de salinidad (por ejemplo, pozos con 2.300 ppm vs 15.000 ppm en PETROCEDEÑO), sugiriendo compartimentos o contactos agua-roca diferenciados donde el Li podría concentrarse localmente. [4] Conociendo que la ICP-OES y la ICP-MS son técnicas analíticas esenciales para la determinación de elementos traza en fármacos y productos farmacéuticos, el trabajo crítico es medir sistemáticamente Li (ICP-OES/ICP-MS) en distintas rutas de agua (separadores, tanques de agua libre, agua de producción, corrientes de reinyección, “poncheras” salinas), y evaluar pretratamientos (aceite, sólidos, dureza) orientados a la Extracción Directa de Litio (*DLE*, por sus siglas en inglés) como una tecnología emergente que busca una producción de litio más eficiente y sostenible. Este proceso permite recuperar

litio cayó a ~USD 14.000/t en 2024 y ~USD 9.000/t en 2025 (alta volatilidad), lo que exige análisis de sensibilidad y estrategias de costo bajo. [3] El OPEX de referencia del esquema tipo NanoLiSal (\approx USD 5.480/t Li_2CO_3) deja margen potencial bajo varios escenarios, pero un proyecto de baja ley (5–20 mg/L) puede volverse marginal si el CAPEX no se comparte con infraestructura petrolera existente.

En regulación, la valorización de litio desde agua producida cruza los dominios de (i) gestión de aguas (bien de dominio público y regulaciones de efluentes) y (ii) aprovechamiento de minerales/derivados en el marco petrolero. La Ley de Aguas declara que las aguas son bienes del dominio público y fija principios de gestión integral. [6] Además, el Decreto 883 establece normas para control de calidad de cuerpos de agua y vertidos líquidos, relevantes si se plantea descarga o tratamiento fuera de reinyección. [7]

La Reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos de 2026 establece en su Artículo 62 que las empresas que realicen actividades de industrialización de hidrocarburos en el país fomenten a su vez la industrialización, aguas abajo, de los insumos que producen. [8] Se define también en el ámbito de actividades (exploración-producción-refinación-transporte) y se refuerza la necesidad de licenciamiento/competencias del ente rector. Para ejecutar pilotos DLE se requerirá, en la práctica, compatibilizar permisos ambientales y planes de manejo de efluentes, además de definir el tratamiento jurídico-económico del “subproducto” litio, en concordancia con el Decreto N.º 1.257 sobre evaluación ambiental de actividades susceptibles de degradar el ambiente. [9]

La oportunidad más realista a corto plazo es un programa en fases de caracterización + pilotos modulares DLE en la Cuenca Oriental (Carabobo), buscando confirmar “sweet spots” \geq 50 mg/L o demostrar economía por volumen e integración; en paralelo, una campaña de muestreo en Maracaibo y Barinas podría revelar corrientes con mayor ley. A falta de datos, el artículo propone rangos plausibles y un plan de investigación de campo/laboratorio para cerrar brechas.

El objetivo de este trabajo es identificar y priorizar oportunidades de litio en salmueras asociadas a yacimientos petrolíferos en Venezuela, integrando premisas de: a) geología e hidrogeología basinal, b) química de salmueras y concentración de Li, c) tecnologías de extracción (adsorción, membranas, electroquímica, evaporación, extracción directa/DLE), d) integración con operaciones petroleras (tratamiento y reinyección), e) logística e infraestructura,

f) permisos y marco regulatorio, g) evaluación económica preliminar (CAPEX/OPEX), h) riesgos técnicos y ambientales, i) recomendaciones estratégicas (operativas y de I+D).

1. Metodología

La metodología sigue un esquema de “evaluación por etapas” típico de recursos no convencionales:

a) Síntesis técnica de referencia (SPE + literatura oficial revisada) para identificar: rangos típicos de Li en aguas petroleras, mecanismos de enriquecimiento, limitantes operacionales (Mg/Li, Ca, SO₄, orgánicos), y métricas de desempeño/costo de tecnologías DLE. [10]

b) Recopilación de evidencia abierta específica para Venezuela, priorizando: a) instituciones y marcos oficiales (ministerio sectorial, leyes y decretos), b) publicaciones científicas con participación nacional (incluyendo datos con autoría de INTEVEP/PDVSA presentes en revistas indexadas), c) tesis y trabajos técnicos cuando sean la única ventana a datos hidrológicos/geoquímicos (con señalamiento explícito del nivel de confiabilidad).

c) Construcción de una matriz de oportunidad por cuenca/formación (Maracaibo, Oriental/Faja, Barinas-Apure), con criterios: (i) Li esperado/observado, (ii) caudales de agua producida, (iii) salinidad/TDS y relaciones Mg/Li, (iv) accesibilidad a infraestructura, (v) compatibilidad ambiental-regulatoria.

d) Modelo económico preliminar, usando costos de referencia documentados (p. ej., OPEX por tonelada de producto y CAPEX instalado) y producción calculada por balance de masa (Li→Li₂CO₃ equivalente), con sensibilidad a precio USGS. [3]

La disponibilidad pública de datos de concentración de Li por formación y por bloque operativo en Venezuela es limitada. Este artículo identifica un conjunto de datos abiertos para Carabobo (Oficina/Morichal) con Li hasta ~40 mg/L, pero no sustituye un muestreo industrial sistemático. [1]

Cuando faltan datos (p. ej., Li en Maracaibo o Barinas-Apure), se proponen rangos plausibles basados en análogos internacionales de brinas basinales y proyectos DLE, explicitando supuestos. [11]

2. Bases técnicas de geología, hidrogeología y química de salmueras petroleras

2.1. Fundamentos geoquímicos del litio en brinas

El litio en aguas basinales puede provenir de varias fuentes y procesos: interacción agua-roca con silicatos y arcillas, liberación diagenética durante enterramiento, disolución de evaporitas o mezcla con brinas evaporadas, y aportes hidrotermales (cuando existan). En sistemas basinales profundos, el Li tiende a enriquecerse con temperatura y tiempo de residencia; y se asocia frecuentemente a brinas tipo NaCl o CaCl. [11]

Un rasgo crítico para DLE es la relación Mg/Li: Mg compite con Li en muchos sorbentes, incrementa consumo de reactivos y causa incrustaciones o ensuciamiento en membranas. En el piloto industrial referido por SPE, el agua de entrada tenía Mg \approx 1000–1200 mg/L con Li 120–156 mg/L, y se destaca que el control/remoción de dureza ($\text{Ca}^{2+}/\text{Mg}^{2+}$) es esencial antes de etapas sensibles membranas (electrodialisis).

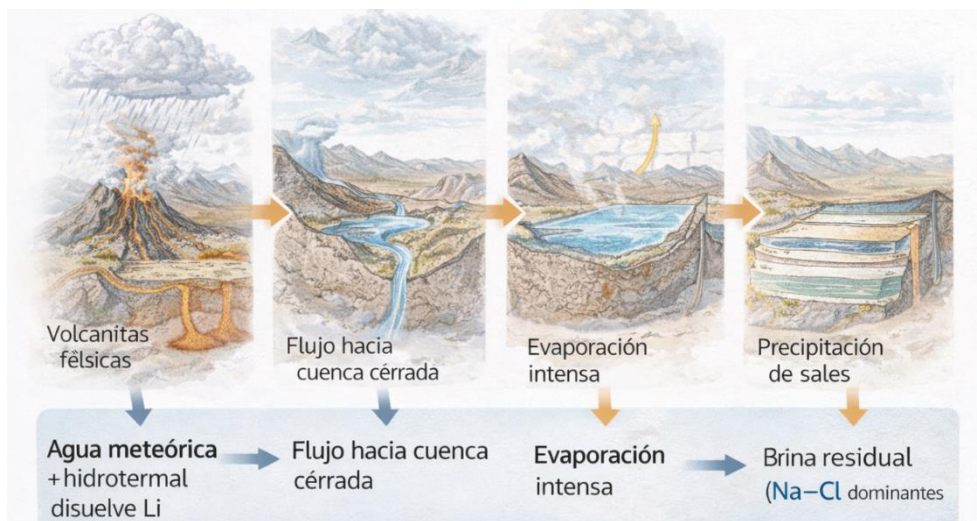
Las brinas ricas en litio se originan a partir de múltiples fuentes geológicas que liberan Li al sistema hidrogeoquímico. Como primera fuente se encuentra el Magmatismo y fluidos hidrotermales, que son magmas diferenciados (riolitas, granitos, pegmatitas) que liberan Li durante procesos tardíos de cristalización. Los fluidos hidrotermales transportan Li hacia cuencas sedimentarias o lacustres. Este proceso es típico en regiones volcánicas como el Altiplano Andino o el Tibet, donde aguas geotermales enriquecidas en Li alimentan salares.

Otra fuente importante es la Lixiviación de volcanitas y basamento, donde la meteorización de rocas volcánicas (riolitas, ignimbritas, andesitas) o sedimentos ricos en Li o rocas volcánicas félsicas liberan Li durante la alteración.

Una vez liberado el litio, el sistema evoluciona dentro de cuencas evaporíticas cuyas condiciones clave se pueden encontrar en las principales provincias de litio, todas comparten seis factores geológicos: clima árido, cuencas cerradas (endorreicas), actividad volcánica o geotermal, subsidencia tectónica, fuente de litio y tiempo geológico para concentración.

La evaporación progresiva genera la concentración de sales, la Figura 2 muestra la secuencia evaporítica simplificada:

Figura 2: Secuencia evaporítica simplificada



Nota: la autora declara uso de Gemini IA, 2026, en la generación de esta figura.

2.2. Ventanas típicas de concentración de Li en aguas petroleras

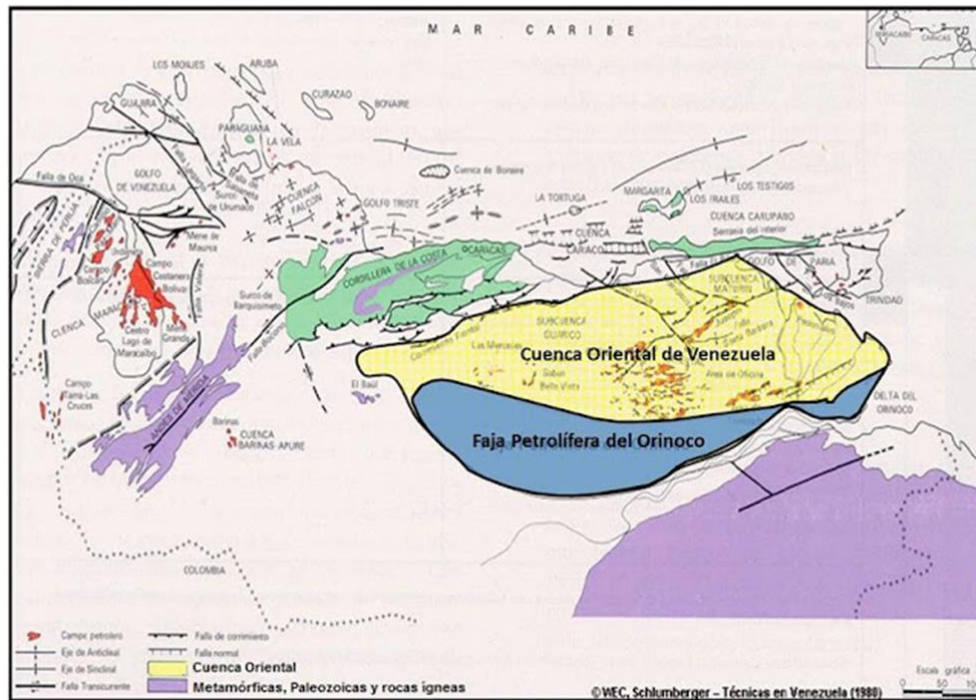
En literatura internacional sobre “*oilfield brines*”, los rangos de Li pueden variar de pocos mg/L a >100 mg/L, con casos excepcionales >300 mg/L en brinas altamente evolucionadas. [10] En proyectos comparables de recuperación de Li, se reportan (en evaluaciones preliminares) concentraciones como 74,6 mg/L (Clearwater, Alberta), 168 mg/L (Smackover), y rangos 65–221 mg/L (Clayton Valley) y 100–362 mg/L (Bakken, según compilaciones), con recuperaciones 75–>95% según método. [13]

Este marco sugiere un punto clave: la “ley” (mg/L) por sí sola no define la oportunidad. Los caudales disponibles, continuidad operativa, costos de tratamiento ya existentes y capacidad de reinyección pueden inclinar la balanza para corrientes de 20–50 mg/L si se dispone de grandes volúmenes y costos marginales bajos.

Una contribución clave con coautoría de PDVSA [14] y INTEVEP [15] presenta datos químicos e isotópicos de aguas de formación del campo Carabobo: las aguas muestran una composición principal Na-Cl con TDS hasta ~30 g/L y tendencia de dilución hacia Na-HCO₃ (hasta ~1 g/L), interpretada como mezcla de un extremo marino modificado por eventos de temperatura (120–125°C) y dilución meteórica posterior. [1]

En el apéndice electrónico del mismo trabajo se reportan valores específicos de Li^+ (mg/L) en varias muestras Freites–Oficina/Morichal, alcanzando valores del orden de 33–40 mg/L en las más salinas (TDS ~22,8–27,7 g/L). [1] Este dato es la pieza técnica más directa y verificable (en literatura abierta) para discutir oportunidades reales en salmueras petroleras de la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez (FPOHC).

Figura 3: Cuenca Oriental de Venezuela



Fuente: Tomado de Rodríguez (2022), de su original Schlumberger (1980) [17]

En estudios de modelo de acuífero en el área de PETROCEDEÑO de la FPOHC se menciona que, aunque, una salinidad típica del acuífero se estimaba en 2.300 ppm, algunos pozos registraron salinidades de 15.000 ppm, y posteriormente pozos horizontales produjeron agua con salinidades elevadas similares. [4] Este tipo de heterogeneidad (compartimentos, contactos, “poncheras”, mezcla vertical) es relevante porque el Li suele correlacionarse positivamente con salinidad/tiempo de residencia en muchos sistemas basinales; por tanto, una estrategia efectiva es priorizar muestreo en los compartimentos más salinos y no sólo en promedios de campo.

2.3. Piloto industrial de extracción de litio en agua asociada a petróleo y gas

En el artículo SPE-222351-Titulado, “*Field Test of Lithium Extraction in Oilfield Associated Water: A Case Study of YQ Treatment Station*” del piloto en China reporta un caso industrial completo desde agua asociada hasta producto final $\text{LiOH}\cdot\text{H}_2\text{O}$, integrando cuatro bloques principales: (i) pretratamiento (remoción de crudo, sólidos y dureza), (ii) adsorción selectiva de Li (tamiz iónico basado en Mn), (iii) concentración y purificación por membranas, y (iv) electrodiálisis con membrana bipolar para producir HCl y LiOH, reciclando ácido para regeneración del sorbente, seguida de evaporación/secado a polvo. [12]

Los parámetros de entrada del agua son ilustrativos de un “caso de alta salinidad”: TDS $\approx (19-22)\times 10^4$ mg/L, Li = 120–156 mg/L, $\text{Na}\approx(5,5-5,9)\times 10^4$ mg/L, $\text{Ca}\approx(1,3-1,6)\times 10^4$ mg/L y $\text{Mg}\approx 1000-1200$ mg/L, con aceite en el orden 50–100 mg/L. Tras el proceso, el efluente queda con Li 8–10 mg/L y aceite ~ 1 mg/L (apto para reinyección según el enfoque del paper), evidenciando recuperación sustancial de Li y acondicionamiento del agua.

Una lección operativa crítica es el manejo de “ventana” de concentración para la etapa electroquímica: se indica que la alimentación para electrodiálisis bipolar debe controlarse típicamente entre 5 y 7 g/L de Li (en la corriente concentrada), y que impurezas divalentes pueden dañar membranas. En un piloto se produjeron $\sim 2,05$ kg de $\text{LiOH}\cdot\text{H}_2\text{O}$ a partir de 116 m^3 de agua asociada, lo que evidencia escalabilidad, pero también la necesidad de optimización para concentración de LiCl, incrustación y operación continua.

Implicación para Venezuela: si se identifican corrientes ≥ 50 mg/L (o cercanas con gran caudal), un tren modular de pretratamiento + sorbente selectivo + membranas + electroquímica puede integrarse a plantas de tratamiento/reinyección existentes, minimizando “nuevas” descargas.

Así mismo, el artículo SPE-220910-, “*Economic Analysis of Lithium and Salts Recoveries from Bakken Formation*” aporta dos contribuciones: (i) datos/casos de concentración de elementos (incluyendo Li) en agua producida; y (ii) costos y flujos de proceso para un esquema de separación (NanoLiSal) basado en reducción de compuestos de azufre, ultrafiltración + destilación por membrana, nanofiltración y vasijas de sorción/intercambio iónico. [13]

En datos ejemplificados por condados se reportan concentraciones de Li en el orden de $\sim 44,5; 56; 77,75; 88; 103$ ppm (mg/L), con TDS altos y presencia de Na, Ca, Mg, Cl significativos. El mismo documento resume una comparación de proyectos donde los costos de

producción varían desde ~USD 3.217 a 5.480 por tonelada de Li_2CO_3 (según método y caso) y precios de producto modelados ~USD 12.267–15.160/t (evaluaciones preliminares).

Para el modelo NanoLiSal se reporta un CAPEX instalado aproximado de USD 7.098.750 (componentes mayores: NF, destilación por membrana, unidad de remoción de azufre, paquete de recuperación de Li) y un costo estimado de extracción de Li_2CO_3 vía NF de ~USD 5.480/t, donde los rubros dominantes son potencia eléctrica y reactivos/químicos. El paper también incluye factores de conversión a equivalente Li_2CO_3 (por masa molar y contenido de Li), útil para balances de masa en estudios preliminares.

Implicación para Venezuela: esta guía permite construir un primer “*benchmark*” CAPEX/OPEX para plantas modulares en rangos de decenas de miles de barriles por día, y sugiere que la economía mejora si se monetizan sales/co-productos o si se reducen costos de energía/consumibles mediante integración.

2.4. Técnica de evaluación de litio mediante registros de neutrones pulsados

El artículo SPE-229862-MS, “A Technique for Assessing Lithium Concentration in Saline Porous Media Using Pulsed Neutron Logging” explica cómo realizar la evaluación de litio a través de registros de pozos y aborda un problema central: en muchos campos, la disponibilidad de análisis de laboratorio es limitada y espacialmente sesgada; por ello se propone una técnica basada en registros de neutrones pulsados (Pulsed Neutron Generator PNG) aprovechando que Li-6 tiene alta captura neutrónica, con estrategias para separar la señal de interferencias (B, Cl) usando información espectral en energía y tiempo. [14]

El documento enmarca la motivación económica señalando que brinas con concentraciones altas (p. ej. >200 ppm) son típicamente consideradas objetivos prioritarios, aunque este umbral depende de costos/tecnología.

Implicación para Venezuela: aun si el Li en superficie parece moderado, un enfoque de registro/*screening* puede identificar capas o compartimentos con mayor enriquecimiento, guiar muestreo dirigido y reducir el riesgo de “promediar” diluciones con agua meteórica u otras mezclas.

2.5. Evidencia abierta: Cuenca Oriental (Faja del Orinoco / Carabobo)

La evidencia más sólida y trazable proviene del trabajo en Geológica Acta (2018), con participación de INTEVEP/PDVSA, donde se reportan aguas de formación (sin influencia de waterflooding en el muestreo) y se incluye Li^+ en el *dataset* del apéndice electrónico. [1] En el conjunto Freites–Oficina/Morichal se observan, entre otras, las siguientes combinaciones relevantes (valores aproximados leídos del conjunto de datos):

- TDS ~8,5–11,2 g/L con Li ~5,2–12 mg/L en varias muestras Na- Cl (Oficina/Morichal).
- TDS ~15,3 g/L con Li ~15 mg/L.
- TDS ~22,8 g/L con Li ~33 mg/L.
- TDS ~27,7 g/L con Li ~40 mg/L. [1]

Esto sugiere un potencial de “ley media-baja” (5–40 mg/L) en las aguas analizadas del área Carabobo. En paralelo, se describe que el sistema hidrogeoquímico es complejo por mezcla de agua marina modificada a alta temperatura y posterior dilución meteórica, explicando por qué pueden coexistir facies Na- Cl salinas y Na- HCO_3 más dulces. [1]

Adicionalmente, un estudio técnico hecho por SINCOR en la actual empresa Petrocedefío indica heterogeneidades de salinidad (2.300 ppm vs 15.000 ppm), que pueden ser marcadores de compartimentos o rutas de flujo diferentes, relevantes para ubicar “sweet spots” de mayor TDS y potencialmente mayor Li. [4]. Con base en esta evidencia, la Cuenca Oriental no puede presentarse (con datos abiertos) como un “Smackover venezolano” de 100–300 mg/L generalizados; pero sí como un candidato razonable para pilotos DLE si:

- Se confirman corrientes ≥ 50 mg/L en sub-ambientes más salinos/no diluidos.
- Se demuestra economía por volumen y costos marginales bajos en corrientes de 20–40 mg/L, apoyándose en infraestructura petrolera (sistemas de agua, energía, reinyección).

2.6. Cuenca de Maracaibo: salinidad elevada y potencial de brinas evolucionadas

Para aguas de yacimientos del sureste de la Cuenca de Lago de Maracaibo se reportan rangos de salinidad asociados a edad/diágenesis de aproximadamente 4,8–61 g/L (4.800–61.000 mg/L) y se discute evolución geoquímica hacia brinas más concentradas en intervalos más profundos (incluyendo composiciones CaCl). [5]

Estas condiciones son conceptualmente más favorables para enriquecimiento de elementos traza (incluido Li) que sistemas más meteóricos y someros, por mayor tiempo de residencia y menor dilución.

No se identificaron en fuentes abiertas oficiales concentraciones publicadas de Li por la cuenca del Lago de Maracaibo equivalentes a las de Carabobo. Por ello, se propone un rango plausible 10–150 mg/L para screening inicial (no como valor afirmativo), basado en análogos de brinas basinales (Na- Cl/Ca- Cl) y casos donde la evolución diagenética incrementa Li en decenas a centenas mg/L. [11]

2.7. Cuenca Barinas-Apure y otras provincias petroleras

No se encontraron datos abiertos robustos de Li en agua producida para Barinas-Apure. Dado que los controles de Li dependen de historia de enterramiento, aporte evaporítico/diagenético y mezcla meteórica, la recomendación es no extrapolar desde Oriente/Maracaibo sin muestreo.

La siguiente tabla integra datos observados existentes y rangos plausibles basados en análogos internacionales y deben considerarse hipótesis de trabajo para diseño de campañas.

Tabla 1. Matriz comparativa de oportunidad por cuenca y formación.

Provincia / área	Formaciones objetivo (ejemplos)	Tipo de agua (indicativa)	TDS (mg/L)	Li observado (mg/L)	Li plausible para screening (mg/L)	Comentario operativo
Cuenca Oriental – Carabobo (Faja del Orinoco)	Freites– Oficina/Morichal (reservorio)	Na- Cl con dilución a Na- HCO ₃	~1.000 a ~27.700 [1]	Hasta ~40 [1]	20–80 (hipótesis para buscar compartimentos más salinos) [4]	Mejor candidato inmediato para piloto por existencia de datos y concentración cercana a umbrales.
Cuenca Oriental – Petrocedeño FPO (referencial)	Oficina (áreas industriales)	Acuífero con heterogeneidad	2.300 a 15.000 reportado [4]	No disponible en fuentes abiertas	10–60	Priorizar muestreo en zonas de mayor salinidad y en corrientes de agua establecidas.
Cuenca Maracaibo (sureste)	Intervalos diagenéticos/ profundos (varios)	Brinas más salinas; posible Ca- Cl	~4.800 a 61.000 [5]	No disponible en fuentes abiertas	20–150	Estrategia exploratoria: potencial de mayores leyes, pero necesita datos.
Barinas-Apure	Varios	Desconocido	No disponible	No disponible	5–50	Campaña de muestreo primera vez; priorizar campos maduros con alto WOR.

Fuente: elaboración propia

3. Evaluación tecnológica: métodos de extracción e integración con operaciones petroleras

A partir de los artículos evaluados anteriormente, una arquitectura robusta para aguas de formaciones petroleras (con crudo residual, sólidos, dureza y alta variabilidad) es:

a) Acondicionamiento / pretratamiento.

- Separación primaria aceite-agua y remoción de “aceite libre”.
- Filtración de sólidos (cartucho, multimedia, *nutshell* según caso).
- Control de incrustaciones ($BaSO_4$, $CaCO_3$) y remoción de dureza (Ca^{2+}/Mg^{2+}) cuando el tren DLE lo requiera.

b) Extracción selectiva de Li y concentración.

- Opción A (adsorción selectiva con tamiz iónico tipo Mn- O): captura Li y desorción ácida; requiere ciclo químico y manejo de HCl.
- Opción B (membranas + sorción/intercambio iónico, estilo NanoLiSal): combina UF/NF/MD y sorción; útil cuando se busca además manejo de sales y control de contaminantes.
- Opción C (electroquímica selectiva / membranas capacitivas / deionización): potencialmente baja energía en estudios, pero madurez industrial variable.

Tabla 2. Comparación cualitativa de tecnologías clave.

Tecnología	Ventaja principal	Limitante típica en aguas petroleras	Madurez	Indicador de costo/energía (referencial)
Adsorción selectiva (tamiz Mn-Li)	Alta selectividad; apta para Li medio (50–150 mg/L)	requiere pretratamiento de dureza; ciclo ácido; incrustación por orgánicos	Alta (pilotos reportados)	Costos dominados por químicos/operación; depende de regeneración
NF + sorción (NanoLiSal)	Integra control de contaminantes y sales; modular	ensuciamiento (scaling/fouling); energía de membranas; gestión de salmuera concentrada	Media-alta (propuesta industrial)	OPEX ~USD 5.480/t Li_2CO_3 (estimación)
Electrodíálisis / bipolar	Permite producir HCl y LiOH con reciclaje	requiere alimentación del sistema relativamente limpio y concentrado; sensibilidad a divalentes	Media-alta	Energía y capacidad dependen de conductividad y pureza
Evaporación solar	Bajo CAPEX en salmueras muy ricas	sólo viable con Li alto (>~500 mg/L) y clima adecuado; tiempos largos	Alta en salares, baja en aguas petroleras	Lenta; no recomendable como base en Venezuela para aguas petroleras

Fuente: elaboración propia

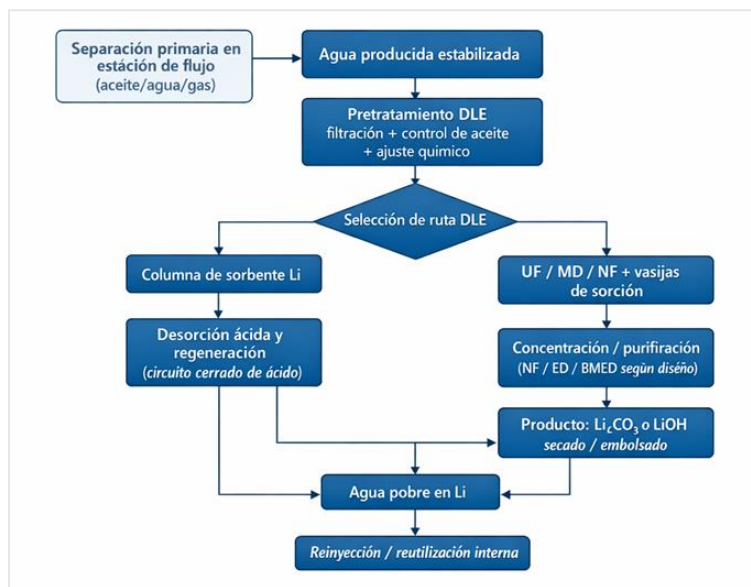
c) Conversión a producto comercial - Li_2CO_3 (precipitación carbonatada) o LiOH (vía electrodíálisis bipolar y/o conversión posterior), según mercado y cadena logística.

d) Gestión del agua tratada - Reinyección (preferible en campos petroleros por control ambiental y presión de yacimiento) o reutilización interna (p. ej., vapor/servicios), sujeto a compatibilidad química y permisos.

El principio de integración es no competir con la función primaria del sistema de agua (manejo, tratamiento, reinyección) sino “insertar” módulos DLE que:

- Tomen una fracción estabilizada de agua producida (post-separación primaria)
- Realicen pre-tratamiento específico DLE (filtros, ablandamiento si aplica)
- Extraigan Li en circuito cerrado (minimizando químicos frescos mediante reciclaje)
- Devuelvan agua empobrecida en Li al sistema existente de reinyección
- Dispongan corrientes concentradas (LiCl, LiOH) hacia área química/embalaje.

Figura 3. Diagrama conceptual de integración DLE en operaciones petroleras.



Fuente: elaboración propia.

3.1. Evaluación económica y supuestos de cálculo

Para convertir Li disuelto a carbonato de litio equivalente (*LCE*. Por sus siglas en inglés), se usa el factor estequiométrico ($\text{Li} \rightarrow \text{Li}_2 \text{CO}_3$) consistente con tablas de conversión (Li factor $\approx 5,323$ a $\text{Li}_2 \text{CO}_3$ equivalente).

Balance simple (sin pérdidas):

- Si el agua tiene concentración CLi (mg/L), entonces por cada m³ de agua hay CLi g de Li, porque 1 mg/L = 1 g/m³.
- Masa de Li por día (kg/d): $Li (kg/d) = CLi \times Q / 1000$, donde Q es el caudal en m³/d.
- Producción teórica de Li₂ CO₃ (kg/d): $Li_2 CO_3 (kg/d) = 5,323 \times CLi \times Q / 1000$.

Supuestos económicos: - Precio de Li₂ CO₃ escenario bajo 2025 ≈ USD 9.000/t; escenario medio 2024 ≈ USD 14.000/t (USGS, contratos fijos EE. UU.). [3]

- OPEX de referencia: USD 5.480/t Li₂ CO₃ (estimación tipo NF/NanoLiSal; desagregado en energía/químicos).

- Recuperación metalúrgica global (captura + conversión): 70–90% (según tecnología y calidad de agua; compatible con rangos 75–>95% reportados en comparaciones preliminares).

- CAPEX modular: CAPEX instalado base ~USD 7,10 millones (modelo de referencia); escalamiento por regla de potencia para estimación preliminar (no sustituye ingeniería).

3.2. Escenarios de producción (orientativos)

- Escenario B (moderado): mg/L, bpd ≈ 7.950 m³/d, recuperación 80% (posible promedio de corrientes seleccionadas).
- Escenario C (alto grado tipo piloto SPE): mg/L, bpd ≈ 3.180 m³/d, recuperación 85% (análogo industrial).

Tabla 3. Escenarios de producción y economía orientativa.

Escenario	Li (mg/L)	Caudal (m ³ /d)	Li recuperable (kg/d)	LiCO recuperable (t/año)	Ingreso anual (USD, 9k–14k/t)	OPEX anual (USD, 5.480/t)
A	40	15.900	508,8	988,3	8,9–13,8 M	5,42 M
B	25	7.950	159,0	308,9	2,8–4,3 M	1,69 M
C	120	3.180	324,4	630,4	5,7–8,8 M	3,45 M

Fuente: elaboración propia

En el Escenario A, aun con Li de 40 mg/L (por debajo del umbral de 50 mg/L usado en algunos desarrollos), si existiera un gran caudal como en Petrocedefío, se podría permitir una producción cercana a ~1.000 t/año de Li₂CO₃, con margen bruto potencial si se controla CAPEX

y se mantiene *OPEX*. Sin embargo, el reto central es confirmar disponibilidad sostenida de 40 mg/L en un tren industrial y gestionar pretratamiento/fouling. [1]

En el Escenario B, el proyecto es más sensible a precio y eficiencia; sería candidato a piloto y/o a integración en instalaciones donde el costo marginal de gestión de agua ya está internalizado.

El Escenario C refleja una situación tipo “agua rica” (≥ 120 mg/L) como el piloto SPE-220910-MS; económicamente atractiva incluso a precios bajos, pero aún no demostrado públicamente en Venezuela.

3.3. Referencia CAPEX/OPEX y consistencia con mercado

El esquema tipo NanoLiSal reporta *CAPEX* instalado ~USD 7,10 millones y *OPEX* ~USD 5.480/t Li_2CO_3 . Comparado con precios USGS (9k–14k/t), queda un margen operativo potencial de ~3,5k–8,5k USD/t antes de amortización/financiamiento. [3, 13] Esto es consistente con la idea de que la viabilidad depende críticamente de (i) recuperación real, (ii) costos energéticos, y (iii) continuidad de caudal.

Nota sobre incertidumbre: el artículo, Bakken presenta simultáneamente datos de Li por condado (~44–103 ppm) y un ejemplo de producción anual que, por balance simple, parece implicar una ley efectiva menor; por ello se recomienda usar sus costos como *benchmark* y reconstruir balances con datos propios de Venezuela.

3.4. Marco regulatorio, ambiental y recomendaciones estratégicas

Sin entrar en una interpretación jurídica exhaustiva (que requiere asesoría local especializada), el marco normativo básico que condiciona un proyecto de extracción de litio desde agua producida incluye:

- Ley Orgánica de Hidrocarburos: define el ámbito de actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y demás actividades asociadas; sirve como paraguas para integrar la valorización de subproductos dentro del negocio petrolero. [8]
- Ley de Aguas: establece la gestión integral de las aguas y declara que las aguas son bienes del dominio público, principio clave si se pretende captar, tratar o disponer corrientes fuera de reinyección. [6]
- Decreto 883 (1995): normas oficiales para clasificación y control de calidad de cuerpos de agua y vertidos/efluentes líquidos; relevante para cualquier descarga, caracterización, registro de laboratorios y procesos de adecuación. [7]

- Decreto 1.257 (1996): normas sobre evaluación ambiental de actividades susceptibles de degradar el ambiente, incluyendo definiciones y procedimientos de estudio de impacto ambiental. [9]
- Ley Orgánica del Ambiente: marco general de gestión ambiental, principios de prevención, control y responsabilidades. [15]

Punto crítico para proyectos Li- brine: definir si el litio recuperado es tratado como “subproducto industrial” dentro de la cadena hidrocarburos, o como “aprovechamiento de sustancia mineral” con implicaciones de concesión/tributación minera. La experiencia internacional muestra soluciones híbridas (p. ej., proyectos de brinas asociados a infraestructura petrolera). Esta definición afecta regalías, permisos, y estructura contractual con operadores.

3.5. Riesgos técnicos y ambientales

Los riesgos principales, consistentes con literatura DLE y con la guía de los artículos SPE, son:

- Ensuciamiento y escalamiento: precipitación de carbonatos/sulfatos (CaCO_3 , BaSO_4), incrustación en NF/ED, y *fouling* orgánico por aceite residual.
- Consumo químico y gestión de reactivos: regeneración ácida (HCl), neutralización y manejo de efluentes secundarios; necesidad de lazos cerrados para evitar incremento de pasivos.
- Variabilidad geoquímica temporal: cambios de facies de agua ($\text{Na-Cl} \leftrightarrow \text{Na-HCO}_3$) y dilución por agua meteórica o por operaciones (inyección), reduciendo ley efectiva. [1]
- Riesgos de cumplimiento ambiental: cualquier ruta que implique descargas a cuerpos de agua exige cumplimiento estricto de Decreto 883; en muchos casos la reinyección reduce exposición regulatoria, pero exige integridad de pozos y control de compatibilidad química. [7]
- Riesgo económico por precio: USGS documenta caídas pronunciadas de precio 2024→2025 esto exige diseños de bajo costo y flexibilidad para pausar/optimizar. [3]

3.6. Ruta recomendada de implementación en fases

La recomendación estratégica clave sería iniciar por Cuenca Oriental debido a la evidencia abierta de Li hasta ~40 mg/L y a la gran cantidad de infraestructura asociada a la industria petrolera; manteniendo una campaña exploratoria en Maracaibo permitiría, a la vez, evaluar si existen corrientes de mayor salinidad y mayor potencial de enriquecimiento. [1, 5]

Fase de Investigación (0–6 meses)

- Levantar inventario de instalaciones de manejo de agua por área: caudales (bpd), rutas (reinyección, tratamiento, recirculación), energía disponible, químicos actuales, y costos de manejo del agua.
- Seleccionar 3–5 “hubs” candidatos: dos en Cuenca Oriental (por evidencia de Li) y uno-dos en Maracaibo (por potencial de mayor TDS). [1, 5]

Fase de muestreo y laboratorio (6–12 meses)

- Muestreo sistemático (mínimo 30–50 puntos) en corrientes estabilizadas: separadores, tanques de agua libre, descarga a reinyección, puntos de alta salinidad (“poncheras”), etc.
- Analítica recomendada: ICP-MS/ICP-OES para Li, Mg, Ca, Sr, Ba; aniones (Cl, Br, SO₄), alcalinidad (HCO₃), TDS, TOC, aceite residual, sílice, B, y metales críticos; replicados y QA/QC en laboratorios acreditados y compatibles con exigencias de control ambiental aplicables. [7]
- Construir mapas de variabilidad (P10/P50/P90) por formación/área y por instalación.

Fase de piloto modular (12–18 meses)

- Implementar *skid* piloto 100–1.000 bpd con dos rutas en paralelo: (i) adsorción selectiva (tipo Mn- Li) y (ii) membranas + sorción (tipo NanoLiSal), comparando recuperación, incrustación, consumo químico y calidad del agua para reinyección.
- Recolectar datos de desempeño para TEA local (CAPEX real, OPEX real, disponibilidad, MTBF/MTTR).

Fase de escalamiento (18–36 meses)

- Escalar a 5.000–20.000 bpd en el hub con mejor ley/costo, con integración a reinyección y sistema de tratamiento existente.
- Definir producto: Li₂ CO₃ (más simple) o LiOH (si se logra BMED estable y mercado).

Conclusiones

El análisis de sistemas de producción petrolera y la química de las aguas asociadas representan una fuente potencial de litio y otros elementos críticos que tradicionalmente han sido descartados como subproductos del proceso de la industria petrolera. Diversos estudios recientes evidencian que las aguas producidas pueden contener concentraciones económicamente aprovechables de litio, especialmente en sistemas de alta mineralización donde predominan brinas tipo Na–Cl.

Los resultados de las evaluaciones revisadas indican que la recuperación de litio a partir de aguas asociadas requiere la integración de varias etapas de tratamiento, incluyendo pretratamiento para remover sólidos y contaminantes. La combinación de adsorbentes selectivos con procesos electroquímicos ha demostrado ser una ruta tecnológica viable para producir compuestos como hidróxido de litio a partir de soluciones diluidas.

Desde el punto de vista de caracterización de yacimientos, técnicas avanzadas de registro de pozos como el **pulsed neutron logging** ofrecen nuevas oportunidades para identificar y cuantificar litio directamente en medios porosos salinos. Este enfoque permite determinar zonas con mayor potencial de extracción mediante registro preexistentes en los equipos de estudios de yacimientos, lo que representa una herramienta prometedora accesible para la evaluación de posibles recursos de litio en ambientes petroleros.

Los análisis económicos de recuperación de litio a partir de aguas producidas muestran que la viabilidad del proceso depende principalmente de factores como la concentración inicial de litio, el costo energético de las tecnologías de separación, la eficiencia de recuperación y el valor de mercado de los productos finales. Modelos tecnológicos basados en filtración por membranas y procesos híbridos de separación sugieren que estos recursos podrían convertirse en una fuente adicional de ingresos para la industria petrolera, al mismo tiempo que contribuyen a la gestión sostenible de aguas residuales.

En este contexto, las cuencas petroleras de Venezuela presentan condiciones geológicas y geoquímicas que podrían ser análogas a sistemas donde ya se ha identificado litio en aguas producidas. La presencia de sistemas sedimentarios profundos, brinas altamente mineralizadas y largos tiempos de residencia hidrogeológica favorecen procesos de concentración que podrían generar anomalías de litio en aguas asociadas.

Por lo tanto, la integración de estudios hidrogeoquímicos, análisis de aguas producidas, modelado geoquímico y tecnologías de monitoreo en pozos constituye una estrategia clave para evaluar el potencial de litio en sistemas petroleros venezolanos. El aprovechamiento de estos recursos podría representar una oportunidad estratégica para diversificar la matriz productiva del sector energético, contribuyendo simultáneamente a la transición energética citada en el artículo 1 de la reforma de Ley de Hidrocarburos del 29 de enero del 2026 y al desarrollo de nuevas cadenas de valor asociadas a minerales críticos.

Recomendaciones

El desarrollo de tecnologías para la recuperación de litio a partir de aguas asociadas a yacimientos petrolíferos representa un campo emergente con alto potencial estratégico. No obstante, su implementación requiere avances adicionales en caracterización geoquímica, tecnologías de separación y evaluación económica a escala industrial. En este sentido, se proponen las siguientes recomendaciones y líneas de investigación futura.

En primer lugar, es necesario ampliar los programas de caracterización geoquímica sistemática de aguas producidas en las principales cuencas petroleras. El análisis de elementos traza y relaciones geoquímicas entre Li, Mg, Na, K, B y Rb permitirá identificar anomalías favorables para la acumulación de litio en salmueras profundas. Estos estudios deben complementarse con análisis isotópicos y modelado hidrogeoquímico para comprender los procesos de lixiviación, migración y concentración del litio en sistemas sedimentarios.

En segundo lugar, se recomienda avanzar en el desarrollo de métodos de detección y monitoreo de litio en yacimientos mediante técnicas geofísicas y de registro de pozos. Tecnologías basadas en registros nucleares, como el *pulsed neutron logging*, ofrecen la posibilidad de estimar concentraciones de litio de manera continua en formaciones salinas, lo cual facilitaría la delimitación de intervalos productivos y la evaluación del potencial de extracción directamente en el subsuelo.

Una tercera línea de investigación relevante es la optimización de tecnologías de extracción directa de litio (DLE) aplicadas a aguas producidas. Las combinaciones de adsorbentes selectivos, membranas de nanofiltración, electrodiálisis y procesos híbridos han mostrado resultados prometedores en estudios experimentales y pruebas piloto. Sin embargo, aún es necesario mejorar la selectividad frente a iones interferentes como Ca^{2+} , Mg^{2+} y Na^+ , así como aumentar la estabilidad y vida útil de los adsorbentes y membranas.

Asimismo, se requiere profundizar en modelos tecnoeconómicos integrados que evalúen la viabilidad de la recuperación de litio en diferentes escenarios de concentración, volumen de agua producida y precios de mercado. Estudios recientes indican que el aprovechamiento de elementos críticos presentes en aguas producidas podría generar nuevas fuentes de ingresos para la industria petrolera, al mismo tiempo que contribuye a la gestión sostenible de efluentes industriales.

En el caso específico de Venezuela, futuras investigaciones deberían enfocarse en identificar sistemas geológicos análogos a las principales zonas prospectivas de litio del mundo, evaluando la relación entre tectónica de cuencas, composición del basamento, volcanismo antiguo y evolución hidrogeoquímica de las brinas. Las cuencas petroleras profundas podrían actuar como yacimientos de salmueras enriquecidas en litio si se cumplen condiciones favorables de confinamiento hidráulico, alta mineralización y largos tiempos de residencia.

Finalmente, se recomienda promover programas interdisciplinarios que integren geología, geoquímica, ingeniería de yacimientos, tecnologías de separación y economía de recursos minerales. Este enfoque permitirá desarrollar metodologías robustas para la evaluación y aprovechamiento de litio en aguas de producción, contribuyendo a diversificar las oportunidades tecnológicas y económicas del sector energético en el contexto de la transición energética global.

Referencias

- [1] Boschetti, T., Angulo, B., Quintero, F., Volcán, J., & Casalins, A. (2018). Chemical and stable isotope composition ($^{18}\text{O}/^{16}\text{O}$, $2\text{H}/1\text{H}$) of formation waters from the Carabobo Oilfield, Venezuela. *Geologica Acta*, 16(3), 257–264. <https://doi.org/10.1344/GeologicaActa2018.16.3.2>
- [2] International Energy Agency. (2024). *Lithium*. IEA. <https://www.iea.org/reports/lithium>
- [3] U.S. Geological Survey. (2025). *Mineral commodity summaries 2025* (ver. 1.2, March 2025). U.S. Geological Survey. <https://doi.org/10.3133/mcs2025>
- [4] Pardo, E., Casas, J., Marcos, J., Delgado, D., Expósito, M., & Bellowini, J. P. (2007, octubre). *Integración de la data fisicoquímica y geológica para la construcción del modelo del acuífero de SINCOR, Faja del Orinoco, Venezuela* [Ponencia]. IX Congreso Geológico Venezolano, Caracas, Venezuela.
- [5] Boschetti, T., Angulo, B., Cabrera, F., Vásquez, J., & Montero, R. L. (2016). Hydrogeochemical characterization of oilfield waters from southeast Maracaibo Basin (Venezuela): Diagenetic effects on chemical and isotopic composition. *Marine and Petroleum Geology*, 73, 228–248. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.02.020>
- [6] Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela. (2007). *Ley de Aguas*. <https://www.asambleanacional.gob.ve/storage/documentos/leyes/ley-de-agu-20220208194620.pdf>
- [7] República de Venezuela. (1995). *Decreto N.º 883: Normas para la clasificación y el control de la calidad de los cuerpos de agua y vertidos o efluentes líquidos*. <https://faolex.fao.org/docs/pdf/ven174040.pdf>

- [8] Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela. (2026). *Reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos*. <https://www.asambleanacional.gob.ve/storage/documentos/leyes/ley-de-ref-20220214154830.pdf>
- [9] República de Venezuela. (1996). *Decreto N.º 1.257: Normas sobre evaluación ambiental de actividades susceptibles de degradar el ambiente*. <https://tinyurl.com/5by35ym8>
- [10] Wang, X., Ding, T., Zheng, M., Wang, D., Nie, Z., & Song, G. (2026). Lithium extraction from oil and gas produced water: Resource characteristics, technological challenges and future perspectives. *Water Research*, 294, 125546. <https://doi.org/10.1016/j.watres.2026.125546>
- [11] Munk, L., Hynek, S., Bradley, D., Boutt, D., Labay, K., & Jochens, H. (2016). Lithium brines: A global perspective. In P. L. Verplanck & M. W. Hitzman (Eds.), *Rare earth and critical elements in ore deposits* (Vol. 18, pp. 339–365). Society of Economic Geologists. <https://doi.org/10.5382/Rev.18.14>
- [12] Miao, X., Wen, Z., Ren, Y., Wang, M., Wang, K., Zhao, Z., Liu, Z., Han, G., Ma, R., Chen, X., Zhang, L., & Deng, Q. (2024). Field test of lithium extraction in oilfield associated water: A case study of YQ treatment station. In Proceedings of the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference (ADIPEC). *Society of Petroleum Engineers*. <https://doi.org/10.2118/222351-MS>
- [13] Jakaria, M., Ling, K., Wang, D., Crowell, J., & Zheng, D. (2024). *Economic analysis of lithium and salts recoveries from Bakken Formation*. In Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/220910-MS>
- [14] Kim, Y., & Inanc, F. (2025). A technique for assessing lithium concentration in saline porous media using pulsed neutron logging. In Proceedings of the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference (ADIPEC). *Society of Petroleum Engineers*. <https://doi.org/10.2118/229862-MS>
- [15] Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela. (2006). *Ley Orgánica del Ambiente*. <https://www.asambleanacional.gob.ve/storage/documentos/leyes/ley-organi-20220210161106.pdf>
- [16] Trejo, K; Morales, S; Bohorquez, L; González, J. y Rivas, A. (2023). Cuenca Petrolífera Barinas-Apure. Universidad del Zulia. https://mariantoc.github.io/2023/Resources_2023/CUENCA_BARINA_APURE.pdf
- [17] Rodríguez, Y. (2022). Caracterización del efecto de la arcillosidad en yacimientos de arenisca no consolidada mediante integración de petrofísica y física de rocas. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. https://saber.ucv.ve/jspui/bitstream/10872/22064/1/Tesis-%20Yohnny%20Rodriguez_revisi%u00f3n_RP.pdf

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 **Quintero Lavado, Evelyn**, 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: **Oportunidades de Litio en salmueras de aguas asociadas a yacimientos petrolíferos en Venezuela**, 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:

Quintero, E. (2026). Oportunidades de Litio en salmueras de aguas asociadas a yacimientos petrolíferos en Venezuela. *PetroRenova Indexed, Revista Científica de la Energía*. Vol. 2, núm. 2, abril-junio, 2026. <https://doi.org/10.5281/zenodo.19795645>

Gestión de Carbono y EOR: Campos Maduros Venezuela

Carbon Management and EOR: Mature Fields Venezuela

DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.19796773>

Recibido: 2026-01-30 Aceptado: 2026-03-06

Silva, Héctor¹

Correo: hector.a.silva@ucv.ve

Orcid: <https://orcid.org/0009-0002-8261-8236>

Gasbarri, Sandro²

Correo: sandro.gasbarri@ucv.ve

Orcid: <https://orcid.org/0009-0001-2328-0020>

Resumen

Este estudio evaluó la aplicabilidad de la inyección de CO₂ para la Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR) y el Almacenamiento Geológico de Carbono (GCS) en la Cuenca del Lago de Maracaibo. Se consideraron criterios técnicos, ambientales y económicos para la selección de yacimientos candidatos. En el caso de EOR se simularon siete escenarios con tasa de inyección y configuración de pozos, fluido de inyección (CO₂, metano y nitrógeno). La inyección de CO₂ resultó más efectiva, aumentando el factor de recobro hasta un 10% por encima del agotamiento natural (30%). Se propuso un yacimiento para GCS y se modeló que la capacidad de almacenamiento es de 66.51 MMMPCN de CO₂ en 40 años. El estudio destacó el rol crucial de las tecnologías de monitoreo sísmico 4D y el uso de algoritmos de Inteligencia Artificial (IA) como herramientas fundamentales para reducir la incertidumbre y fortalecer la toma de decisiones en la gestión de proyectos similares.

Palabras Clave: EOR, Captura, Almacenamiento, CO₂.

Abstract

This study evaluated the applicability of CO₂ injection for Enhanced Oil Recovery (EOR) and Geological Carbon Storage (GCS) in the Lake Maracaibo Basin. The methodological design considered technical, environmental, and economic criteria for selecting candidate reservoirs. For EOR, the AX reservoir was selected, and seven scenarios were simulated, varying the injection rate and well configuration, including the injection of CO₂, methane, and nitrogen. CO₂ injection proved to be more effective, increasing the recovery factor by up to 10% (from 20% due to natural depletion to a range of 27–30%). Regarding GCS, the BX reservoir was proposed, with an estimated storage capacity of 66.51 million cubic feet of CO₂ over 40 years. The Amuay and

¹ Ingeniero Geofísico. Magister en Geofísica. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

² Ingeniero de Petróleo. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

Cardón refineries and the El Tablazo complex were identified as the closest CO₂ sources. The study highlighted the crucial role of 4D seismic monitoring technologies and Artificial Intelligence (AI) algorithms as fundamental tools to reduce uncertainty, delineate reservoir properties, monitor fluid displacement, and strengthen decision-making in the management of similar projects.

Keywords: EOR, Capture, Storage, CO₂.

Introducción

La captura de carbono es el proceso de almacenar CO₂ en lugares donde no perjudique al medio ambiente y evite el aumento de emisiones que contribuyen al efecto invernadero.

Esta técnica, conocida como CAC o CCUS, consta de tres etapas: capturar en su fuente, transportarlo y, finalmente, almacenarlo.

En la industria energética, es una opción viable para países desarrollados que buscan reducir emisiones y tienen fuentes adecuadas de captura. El gas capturado se puede comprimir y transportar por diferentes medios e inyectarse en formaciones geológicas para almacenamiento permanente.

Con esta metodología se busca evaluar la factibilidad de captura, transporte y almacenamiento de CO₂ en yacimientos de crudos medianos y livianos en la Cuenca del Lago de Maracaibo (Venezuela), mediante el análisis de criterios de selección e impacto en diferentes escenarios; como vía hacia la transición energética a corto y mediano plazo.

Descripción del área de estudio

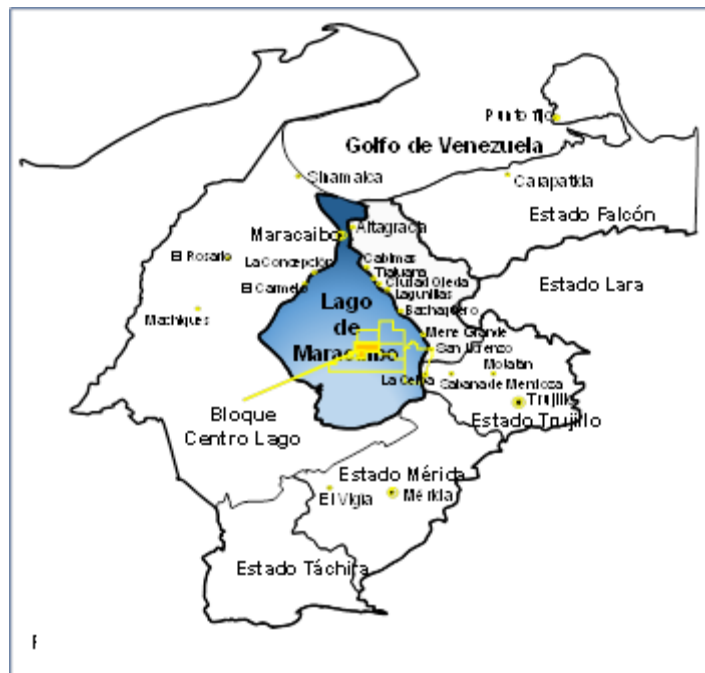
El área de estudio se localiza en la Cuenca del Lago de Maracaibo, Venezuela (Figura 1), una de las regiones más productivas de petróleo y gas del país. La mayoría de los yacimientos se encuentran en la Costa Oriental, en campos como Cabimas y Tía Juana, con producción, principalmente, de yacimientos terciarios. En la costa oeste, la producción es de yacimientos del Cretácico y Terciario, incluyendo campos como Urdaneta y La Concepción.

Hacia el centro del área los campos se localizan en el sistema de fallas de Lama-Icotea, e incluyen campos Centro Lago, Lama y Lamar. La gravedad del petróleo varía, siendo más ligera, en yacimientos profundos y más pesada en yacimientos terciarios someros.

La necesidad de implementar políticas y regulaciones para la gestión de desechos en diversas formas y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) se ha incrementado en los últimos años, a fin de mitigar sus consecuencias e impactos sobre el cambio climático

Alrededor del mundo se han producido diferentes iniciativas como el Protocolo de Kioto, de 1997 y el acuerdo de París del 2016, que buscan limitar el aumento de temperatura global a 2°C y alcanzar la neutralidad climática o “net Zero” para el año 2020.

Figura 1: Ubicación geográfica del área de estudio. La flecha indica los boques incluidos es este estudio: Bloque V Centro



Fuente: Silva (2025)

1. Fundamentos teóricos

A medida que las economías de los países han experimentado variaciones en cuanto a crecimiento y decrecimiento, producto de los niveles de consumo y demanda energética, se han encendido las alarmas como consecuencia del aumento de las emisiones de CO₂ y otros gases o agentes contaminantes.

Estos señalamientos han sido redimensionados en las agendas de los organismos internacionales de protección al ambiente, para sustentar propuestas en el uso de energías más limpias y menos contaminantes, como mecanismos de integración mundial.

En la industria petrolera, específicamente, en la fase de explotación y producción de hidrocarburos, se han introducido continuamente técnicas y herramientas innovadoras con el fin de conocer y/o definir de forma más precisa las propiedades y condiciones o mecanismos de empuje de los yacimientos y desplazamiento de los fluidos presentes en los mismos, durante su

vida útil, para obtener el mayor recobro de los hidrocarburos, posible. Se han desarrollado métodos de extracción para coadyuvar la producción de los pozos, entre estos destaca el proceso de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos, conocido como EOR, por sus siglas en inglés, en la cual se implementan nuevas tecnologías para aumentar el factor de recobro en los campos maduros e incrementar la producción (Díaz et al., 2022).

La recuperación mejorada de hidrocarburos EOR consiste, fundamentalmente, en la Inyección de fluidos en el yacimiento para aumentar la presión y desplazar o modificar los fluidos dentro de este. Entre los métodos más comunes se pueden mencionar: métodos químicos, térmicos e inyección de agua, vapor y gas complementados con polímeros, tensioactivos, álcalis y nanopartículas, respectivamente. Estas técnicas son una práctica rutinaria cuando las técnicas de recuperación secundaria no logran mantener los volúmenes de producción deseados y/o cuando el petróleo está atrapado en zonas de difícil acceso (baja permeabilidad, con un contacto agua petróleo deficiente o incluso alineamientos de fallas estructurales y/o estratigráficas presentes.

Es indudable que en cualquiera de los dos enfoques de inyección de CO₂ contemplados en la ejecución de este proyecto, ya sea, para EOR o para almacenamiento geológico tal como lo establece el protocolo logístico operacional, se requiere conocer el yacimiento; es decir, en primer lugar, disponer de una imagen precisa del subsuelo, entender la variación espacial de las propiedades petrofísicas, tipo y comportamiento de fluidos presentes, posibles vías de migración y calidad de sello, tanto de las rocas subyacentes y suprayacentes, así como del sistema de fallas que delimitan el mismo, si es el caso.

En pocas palabras, se requiere caracterizar el yacimiento, integrando toda esta información con la interpretación sísmica y otros datos geológicos de interés, además de la historia de producción de los pozos.

La sísmica 4D o “Time Lapse” facilita el monitoreo del yacimiento y describe el comportamiento de los fluidos presentes, lo que permite, a su vez, definir y optimizar las potencialidades de los yacimientos de un área en particular, relacionadas con la captura, inyección, manejo y almacenamiento de CO₂. Para efectos de este proyecto, se propuso realizar un análisis cualitativo de la información disponible, para obtener un diagnóstico (a partir del estado del arte) de la técnica, evolución y aplicación en las últimas décadas, a escala regional y global. A partir de un levantamiento sísmico 3D previo, en este caso, se toma como base el diseño y planifican de un conjunto de levantamientos adicionales en un periodo de tiempo definido, con

lapsos de tiempo variable (entre dos a cinco años), utilizando los mismos parámetros de adquisición que en el levantamiento original. Como resultado, se obtiene una serie de imágenes temporales del subsuelo, que pueden dar cuenta de la evolución de las propiedades del yacimiento y hacia donde se han desplazado los fluidos.

Por otro lado, las mejoras tecnológicas en la caracterización y simulación numérica de yacimientos petrolíferos han contribuido, significativamente, con el avance continuo en las técnicas de recuperación mejorada de petróleo, debido a que han permitido conocer las condiciones del yacimiento y las especificaciones requeridas para aplicar las técnicas adecuadas en cada caso, en particular.

El uso de la inteligencia artificial y aprendizaje automático son clave en el diseño, planificación y ejecución de proyectos de EOR y almacenamiento geológico de CO₂, en los cuales es necesario analizar grandes volúmenes de datos del yacimiento y de producción de crudos.

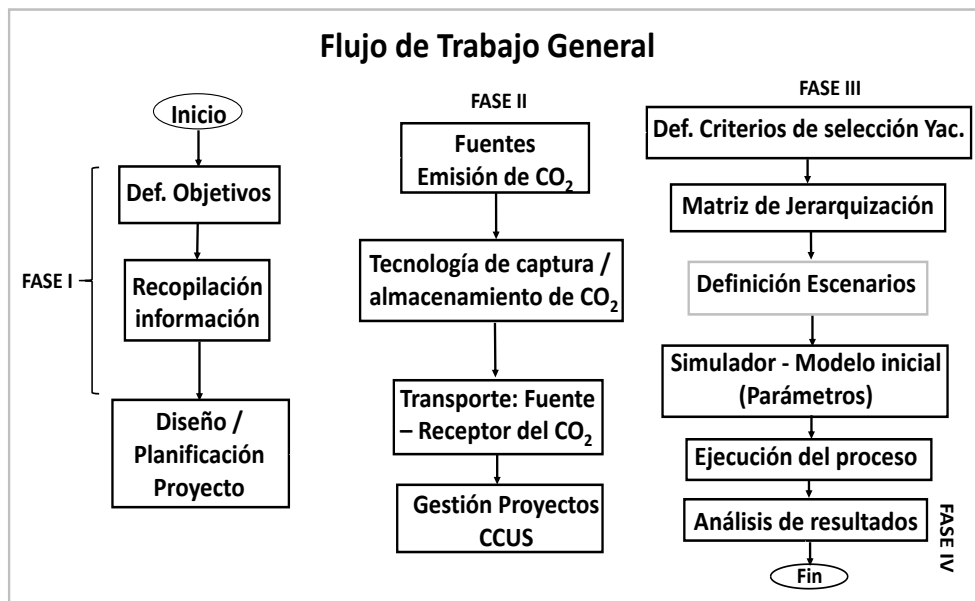
Los subcampos de la IA, ya sea “Machine Learning”, “Deep Learning” (Caf et al., 2022) y cualquiera de sus variantes, como las redes neuronales convolucionales profundas (CNN), (Leong et al., 2022), combinadas con algoritmos de inversión de datos sísmicos, se consideran actualmente como un conjunto de herramientas capaces de generar resultados exitosos en proyectos de captura y almacenamiento de CO₂, ya que. permiten obtener mapas de saturación del gas, calibrado con los modelos geológicos.

2. Metodología

El flujo general de trabajo propuesto para la ejecución de este proyecto se muestra en la Figura 2 y está compuesto de cuatro fases principales, identificadas de la siguiente manera:

- Fase I: Recopilación, análisis y clasificación de la información disponible.
- Fase II. Análisis de los procesos de tecnología y captura de CO₂
- Fase III: Fase experimental que contempló clasificación y selección de los yacimientos, para la simulación de los diferentes escenarios.
- Fase IV: Análisis de resultados para cada escenario.

Figura 2: Flujo General de Trabajo propuesto para la ejecución del proyecto.



Fuente: Silva (2025)

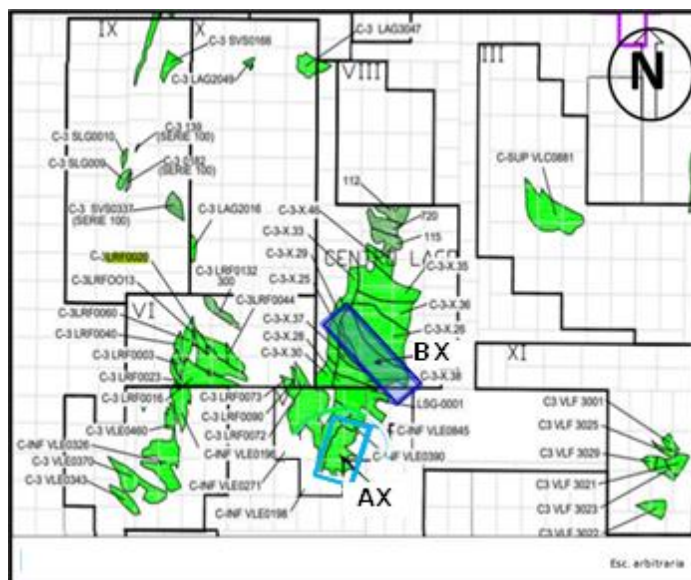
A continuación, se describen brevemente cada una de las fases del proyecto:

2.1. Fase I: Recopilación de información, diseño y planificación del proyecto.

En esta primera fase, se definieron los objetivos del proyecto y se procedió a recopilar, analizar e interpretar la información disponible, requerida para el diseño y planificación del mismo, tomando en consideración la ubicación, así como las características de los diferentes tipos de yacimientos a evaluar como potenciales receptores del gas.

Con base al conocimiento, historia de producción y experiencia se propuso a la Cuenca del Lago de Maracaibo como área de estudio y se levantó un inventario de los yacimientos explotados en los campos maduros, tomando en cuenta una actividad continua de 30 años o más, con producción agotada y alta declinación de presión; específicamente en los bloques correspondientes a los campos V-Centro, Bloque VI Lamar y Centro Lago (Figura 3)

Figura 3: Yacimientos seleccionados para inyección de CO₂ para EOR y Almacenamiento geológico, delimitados con los rectángulos de color azul.



Fuente: Díaz et al. (2022)

2.2. Fase II. Evaluación de modelos de tecnologías y gestión de proyectos de captura, almacenamiento y uso de CO₂.

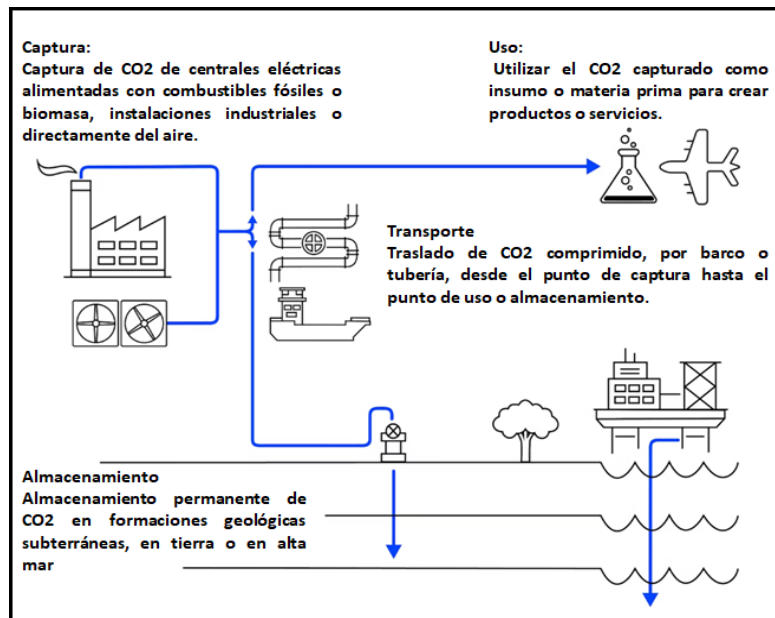
En esta fase se procedió a revisar y analizar la información disponible, correspondiente a los procesos de tecnología de captura, transporte, manejo, almacenamiento y uso de CO₂,

En términos generales, se tomó como guía la metodología propuesta por Alvarado (2021), para estimar volúmenes de emisión de CO₂ en un campo activo en producción, utilizando un factor unitario de cálculo para cada gas de efecto invernadero, tomando modelos obtenidos en Canadá, Noruega, Reino Unido y Estados Unidos.

Se evaluaron las posibles fuentes emisoras de CO₂, tomando como referencia las plantas petroquímicas o refinerías de petróleo, así como empresas productoras de cemento, de acuerdo a su estado de producción actual y cercanía con el área de estudio, ya que, esto condiciona, el tipo de tecnología de captura, transporte y manejo del gas, e incluso afecta, directamente, los costos asociados a la economía de cualquier proyecto de este tipo.

En la Figura 4 se muestra un esquema del proceso de Captura, almacenamiento y uso del CO₂ (CCUS) definido por la Asociación Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) en el año 2021.

Figura 4: Esquema simplificado del proceso de Captura, almacenamiento y uso del CO₂ (CCUS).



Fuente: Editado de la IEA (2021).

En esta fase también se realizó el análisis cualitativo de diferentes metodologías para la gestión de un proyecto de este tipo, con la finalidad de conceptualizar las políticas y estrategias desarrolladas por los gobiernos, organizaciones privadas y centros de investigación a nivel global, para gestionar emisiones de GEI y avanzar hacia objetivos energéticos más precisos y el combate del cambio climático.

La ejecución de proyectos de captura, uso y almacenamiento de CO₂, resulta en una combinación de tecnologías de captura, uso y almacenamiento lo cual implica la caracterización de las formaciones geológicas o utilizar el mismo en aplicaciones industriales. En este estudio se tomó como referencia el Modelo de Gestión de Proyectos CCUS propuesto por Barrios (2022.), compuesto por un conjunto de flujos de trabajo para el diseño, planificación y ejecución de un proyecto de este tipo, y que toma en consideración los siguientes aspectos:

- Aplicación de criterios de selección / identificación de formaciones geológicas factibles para el almacenamiento de solución salina y/o EOR, integrando índices económicos y sociales.
- Aplicación de metodologías de caracterización de sitios específicos para desarrollar modelos conceptuales 3D, incluyendo visualización y simulación de inyección.

- Integración con nuevos datos geológicos específicos para disminuir la incertidumbre asociada en análisis de riesgos.
- Definición y diseño del proyecto tipo comercial, considerando técnicas de captura, transporte, pozo(s) de inyección y monitoreo.
- Control y seguimiento operacional y monitoreo continuo, a través de informes o reportes periódicos, alineados con las reglamentaciones de las organizaciones competentes, correspondientes.

2.3. Fase III. Clasificación y selección de los yacimientos para la simulación de diferentes escenarios.

Esta tercera fase comprendió la fase experimental del proyecto y se dividió en varios pasos, tomando en consideración los modelos evaluados en la fase anterior, como guía para la definición de las variables a parametrizar y ajuste de los criterios de selección de los yacimientos tipos.

Se diseñaron matrices de jerarquización con base en la historia de producción, POES, profundidad, propiedades petrofísicas, comportamiento de fluidos, condiciones de presión inicial y actual, recobro actual: así como la distancia entre las posibles fuentes emisoras y yacimientos receptores, infraestructura disponible y transporte. Se preseleccionaron 30 yacimientos candidatos y posteriormente, como resultado de una reclasificación final y disponibilidad de los datos, se escogieron los yacimientos identificados como AX, para inyección de CO₂ para EOR y el yacimiento BX, para almacenamiento geológico.

Diseño del modelo conceptual del yacimiento seleccionado

En primera instancia, se construyó un modelo conceptual para simular el comportamiento del CO₂ inyectado durante la producción de petróleo, según parámetros y criterios preestablecidos, a partir de los datos.

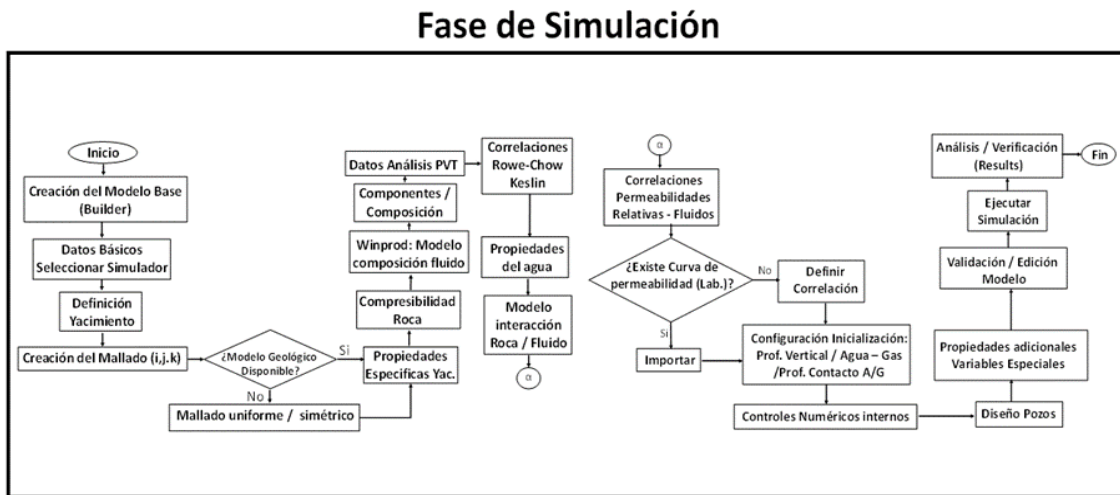
El modelo se ajustó, tomando en consideración datos básicos de yacimientos y relaciones matemáticas. Se definió la geometría y volumetría de recursos y, planificó un plan de explotación utilizando cuatro pozos, con datos específicos: Espesor 55 pies, área: 1425 acres, Porosidad: 20%, Saturación: 69%, Factor volumétrico inicial: 1,3908 BY/BN, Volumen: 78375 Acres/pies, presión inicial de 5500 psi, profundidad 12500’.

Construcción del modelo base para la simulación

Para la fase III, se usó el simulador GEM y las herramientas "Builder" y "Winprod" (V.2022-10) del grupo "Computer Modern Group" (CMG, por sus siglas en inglés).

El objetivo principal fue construir un modelo base para simular diferentes escenarios relacionados con la inyección de CO₂, para recuperación mejorada (EOR) y almacenamiento geológico, como se resume en la Figura 5.

Figura 5: Flujo de trabajo propuesto para la simulación de inyección de CO₂ para EOR y Almacenamiento Geológico



Fuente: Silva (2025)

Se construyó un modelo tridimensional homogéneo y simétrico del yacimiento, usando datos de propiedades petrofísicas en el simulador GEM, con fecha inicial de producción 01/01/2003.

A partir del mapa estructural del tope del yacimiento se creó la malla del modelo de simulación con las siguientes características: Ancho de la malla (Grid): 4 – Tipo: Cartesiana (i, j, k): 40 (dirección I) X 40 (dirección J) X 10 (dirección K).

Con los datos petrofísicos básicos, se definieron las propiedades específicas del yacimiento, con un valor de Compresibilidad de la roca de 3×10^{-8} 1/psi, a una presión de referencia igual a 120 psi y 220° F. Se utilizó una composición estándar de petróleo negro ("Black oil"), como referencia.

Se ajustó un modelo de PVT al tipo de crudo, considerando la densidad y viscosidad, para evaluar la inyección de CO₂ y su capacidad de desplazar el petróleo. Las propiedades del agua, densidad molar y compresibilidad se definieron con las curvas de permeabilidad relativa. El modelo final se organizó en bloques, con saturación vertical basada en la profundidad promedio de la malla y una relación gravedad-equilibrio capilar típica para yacimientos con gas, petróleo y agua.

Escenarios propuestos para inyección de CO₂ para EOR

Caso Base: Para el programa de explotación del yacimiento, se definió un modelo base, con cuatro pozos productores verticales y restricciones similares (tasa de producción inicial y la presión “Draw Down”) desde 2003 a 2023. Este modelo se utilizó para todos los siguientes escenarios a modelar; con una duración de 20 años (2033-2023).

Escenario 1: Agotamiento natural.

Posibilidad de agotar naturalmente el yacimiento, prolongando el intervalo de producción de 20 a 40 años, para un periodo a partir del 01/01/2003 hasta el 01/01/2043, con 4 pozos productores verticales (Productor 1-4), abiertos en los intervalos 1 al 10, como se ilustra en la figura No 5. Se utilizó la misma composición del fluido del caso base y, los valores de compresibilidad de la roca utilizados, fueron los siguientes:

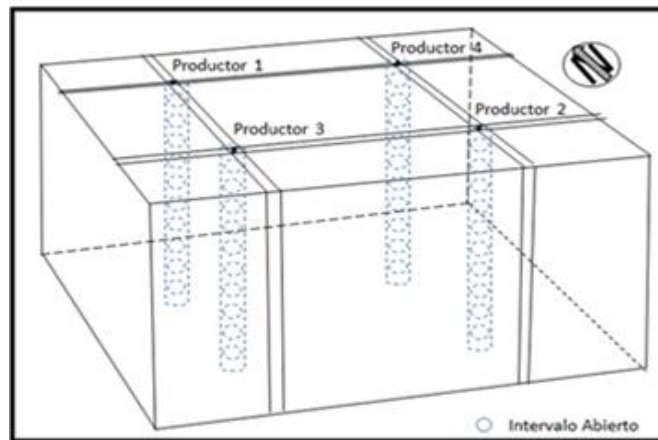
Presión dependiente de la porosidad de formación: 3e-09 1/psi, Presión de referencia / efecto de compresibilidad de la roca: 120 psi y Presión de dependencia de la compresibilidad de la roca: 3e-09 1/psi*psi. La tasa de producción de petróleo se mantuvo igual a 386 bbls/d (Máxima) y 1000 psi, como presión “Drawdown” (Máxima). Se adicionó un nuevo parámetro (BHP “Bottom hole pressure”), para el control de la presión del fondo fluuyente en cada uno de los cuatro pozos.

Escenarios 2 al 7

Los escenarios descritos (2 al 7) representan una secuencia de simulaciones de yacimientos con un propósito iterativo y de optimización para la Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR). El proceso comenzó con el Escenario 2, que sirvió como base para la inyección de CO₂. Sin embargo, los resultados de los casos iniciales (como el Escenario 2, y el parcialmente modificado Escenario 3) revelaron una deficiencia operativa crítica: la presión del yacimiento descendía por debajo del punto de burbuja, lo que resultaba en una alta producción de gas. Para optimizar este rendimiento, los escenarios posteriores se diseñaron, específicamente, para

mitigar este problema. Las principales modificaciones en la estrategia de producción fueron la implementación de cierres parciales de intervalos y, crucialmente, el cierre temporal de pozos productores (como en el Escenario 4), con el objetivo de recuperar la presión y mantenerla por encima del punto de burbuja.

Figura 6. Configuración interna correspondiente al escenario 1.



Fuente: Silva (2025)

Una vez que se estableció la estrategia operacional para manejar la presión (producción parcial y cierre temporal), la optimización se centró en la eficiencia de los recursos. El Escenario 5 exploró la efectividad de una menor tasa de inyección de CO₂ (6 MM p3/día, una reducción desde los 8 MM p3/día del Escenario 4), mientras mantenía las condiciones de producción optimizadas. Finalmente, el estudio se expandió a un análisis comparativo sobre la efectividad del agente inyectado. Los Escenarios 6 y 7 mantuvieron las condiciones operativas refinadas (producción parcial con cierres) pero sustituyeron el CO₂ por Metano (CH₄) y Nitrógeno (N₂), respectivamente. Este diseño secuencial demuestra que los escenarios fueron creados para mejorar continuamente el modelo base, primero resolviendo problemas operativos (presión) y luego optimizando parámetros (tasa de inyección) y agentes (tipos de gases) bajo las condiciones más favorables encontradas.

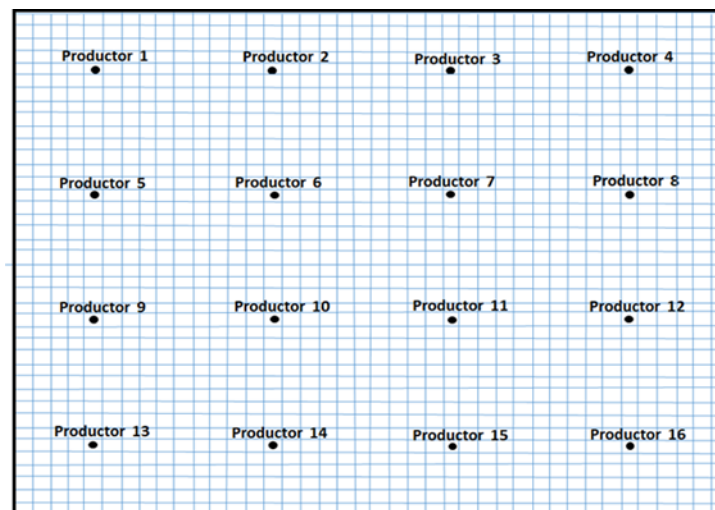
Simulación para Inyección de CO₂ como Almacenamiento Geológico

En este caso, se seleccionó el yacimiento identificado como BX (Centro Lago), caracterizado por un espesor promedio de 13,5 m, profundidad de 12400 pies, porosidad variable entre 13 y 15% y permeabilidad igual a 68-69mD. También se propuso un modelo base,

geométrico, homogéneo cuadrado (Figura 7), a partir de los parámetros conocidos, POES de 206 MMb de petróleo y un GOES igual a 113 MMM pies³ de gas.

Se diseñó y planificó un plan conceptual de desarrollo del yacimiento con 16 pozos a 40 años y un periodo de producción normal por flujo natural de 20 años (2003-2023) con todos los pozos y las siguientes restricciones: “Surface oil rate” STO: 600 bbls/día (Máxima) “Presión Draw Down” DWA: 1000 psi (Máxima). A partir del año 2023, se cerraron todos los pozos y cuatro de ellos fueron convertidos a pozos inyectoros hasta 2043, con las siguientes condiciones: Surface gas rate STG Max: 8500000 ft³/d y DWA draw down max 250 psi, Fluido inyectado (Solvente): CO₂.

Figura 7. Geometría del modelo de yacimiento propuesto para el almacenamiento geológico de CO₂ (vista en planta).



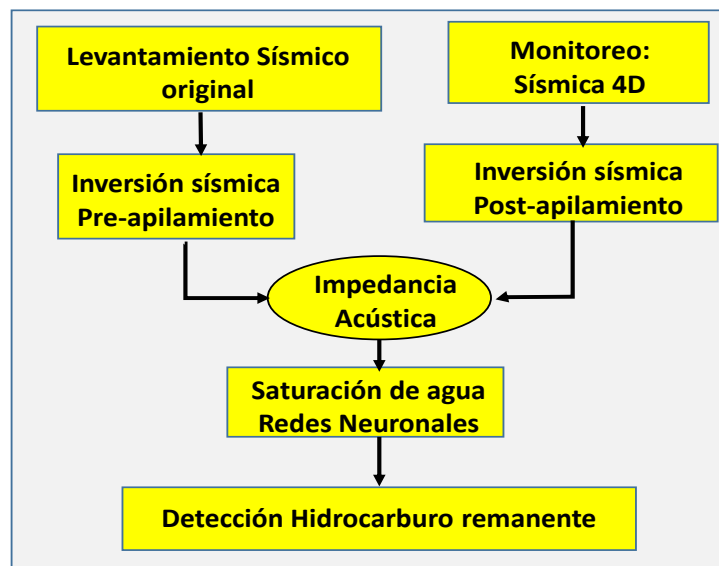
Fuente: Silva (2025)

Aplicación de la Sísmica 4D en proyectos de inyección y almacenamiento de CO₂.

Consistió en la revisión, análisis e interpretación de la información disponible sobre la aplicación de sísmica 4D en el monitoreo del comportamiento de un yacimiento y los fluidos presentes, con la finalidad de definir su potencial como técnica de control y seguimiento durante la inyección y almacenamiento del CO₂. El análisis e interpretación de criterios de calidad estándares, como: parámetros de adquisición y procesamiento de los levantamientos sísmicos 3D base y los programados en un periodo de tiempo definido, permiten identificar los cambios en el yacimiento almacén y modelar el desarrollo de la capa de CO₂.

Rezaei et al. (2020) definieron una metodología para monitorear con sísmica 4D la distribución de la saturación de fluidos y estimar el volumen de petróleo remanente en el campo maduro Yttergryta en Malasia (Figura 8). Utilizaron datos post apilados e inversión sísmica para obtener la impedancia acústica y entrenar la red neuronal artificial e identificar vías de desplazamiento para cartografiar el patrón de movimiento.

Figura 8. Monitoreo sísmico 4D: Distribución de la saturación de fluidos y petróleo remanente en el campo maduro Yttergryta de Malasia, a partir de datos post apilados e inversión sísmica.



Fuente: Modificada de Rezaei et al. (2020)

Inteligencia artificial aplicada a la captura y almacenamiento de CO₂

En la etapa final de la fase III, se procedió al análisis, evaluación e interpretación de técnicas de inteligencia artificial en la captura y almacenamiento de CO₂. en la industria de los hidrocarburos, cuyos resultados han incrementado los niveles de confiabilidad en la determinación de las condiciones actuales del yacimiento y el comportamiento de los fluidos.

En concreto, se han obtenido mapas de distribución de saturación de CO₂ a partir de datos sísmicos, utilizando redes neuronales convolucionales profundas (CNN) y algoritmos de inversión de datos sísmicos, para optimizar el modelo geológico del subsuelo.

2.4. Fase IV: Análisis de resultados de la fase experimental

En esta fase se procedió a evaluar los resultados obtenidos en la fase experimental (Fase III), haciendo énfasis en primer término, en la inyección de CO₂ para la Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR) y luego a la inyección para almacenamiento geológico de CO₂ y cada uno de los escenarios propuestos en cada caso.

3. Analisis de resultados

3.1. Inyección de CO₂ para recuperación mejorada de petróleo (CO₂-EOR)

a) Efectividad y comparación de gases

La inyección de CO₂ demostró ser la técnica más efectiva para la recuperación mejorada, logrando un factor de recobro que osciló entre 27% y 30%. Este rango representa un incremento sustancial de, aproximadamente, el 10% respecto al factor de recobro final obtenido por el Escenario 1 de agotamiento natural (21.36%).

En el análisis comparativo, el CO₂ superó a otros gases de inyección bajo condiciones de simulación optimizadas similares:

- El factor de recobro con CO₂ (cercano al 30%) fue ligeramente superior al obtenido con Metano (CH₄) y Nitrógeno (N₂) (entre 26% y 27%).
- Esto valida que el CO₂ posee las propiedades más ventajosas para el desplazamiento del crudo en este yacimiento específico.

b) Optimización de la estrategia operativa

La iteración de escenarios reveló que la simple inyección de CO₂ con todos los intervalos de producción abiertos (Escenario 2) no era suficiente, debido a la caída de la presión por debajo de la presión de burbuja, resultando en una alta producción de gas. La optimización de los parámetros de inyección y producción resultó crucial para mitigar este problema:

- *Control de presión mediante cierre temporal*: La estrategia más impactante fue el cierre temporal de pozos productores (como en el Escenario 4 y 5), estableciendo un periodo de *shut-in* de tres años. Esta acción demostró ser efectiva para re-presurizar el yacimiento, manteniendo la presión por encima del punto de burbuja y reduciendo significativamente la producción indeseada de gas.

- *Producción restringida (Halfbore)*: La restricción de la producción a solo una parte de los intervalos del yacimiento (producción parcial o *halfbore*) se implementó para controlar el avance del gas inyectado y el cociente Gas-Petróleo (RGP).

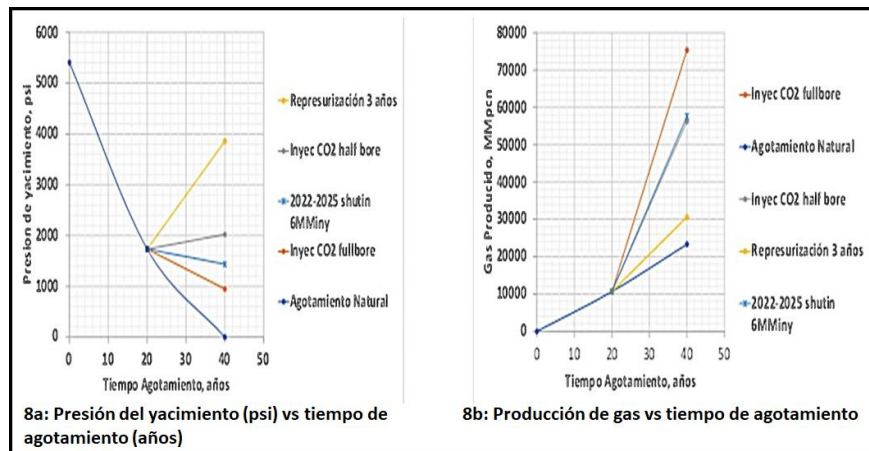
- *Optimización de la tasa de inyección*: La combinación de las estrategias de cierre temporal y producción parcial con una menor tasa de inyección de CO₂ (6 MM p3/día en el Escenario 5, una reducción respecto a los 8 MM p3/día del Escenario 4) demostró ser la más eficiente. Esta estrategia, al requerir menos gas, optimiza el uso de recursos sin sacrificar el recobro fina.

En la Tabla 1 se muestra un análisis comparativo de los siete escenarios para la inyección de CO₂. En los escenarios 2 y 3 se inyectaron 8 MMPCD, mientras que en los escenarios 4, 5, 6 y 7 se inyectaron 6 MMPCD de diferentes gases. En la Figura 9 se muestra el comportamiento de la presión y la producción de gas a lo largo del tiempo.

Tabla No 1._ Resumen Comparativo del Resultado de Simulación de Escenarios 1 a 7: Inyección de CO₂ para Recuperación Mejorada (EOR). (Tomada de Silva, 2025)

		Recobro Np %	Delta Np. Mbo	Presión Yac. psi	Gas Inyec. MMPCN	Gas Producido, MMPCN
Caso 1	Agotamiento Natural	21.36	0	901	0	23353
Caso 2	Inyec CO2 fullbore	31.35	6175	949	51422	75397
Caso 3	Inyec CO2 half bore	30.44	5611	2022	53691	56303
Caso 4	Re-presurización 3 años	29.87	5262	3860	53579	30628
Caso 5	Re-presurización 3 años	29.37	4953	1437	43754	27657
Caso 6	Inyección CH4	27.69	3912	1015	43803	68597
Caso 7	Inyección N2	26.96	3461	1203	40983	65267

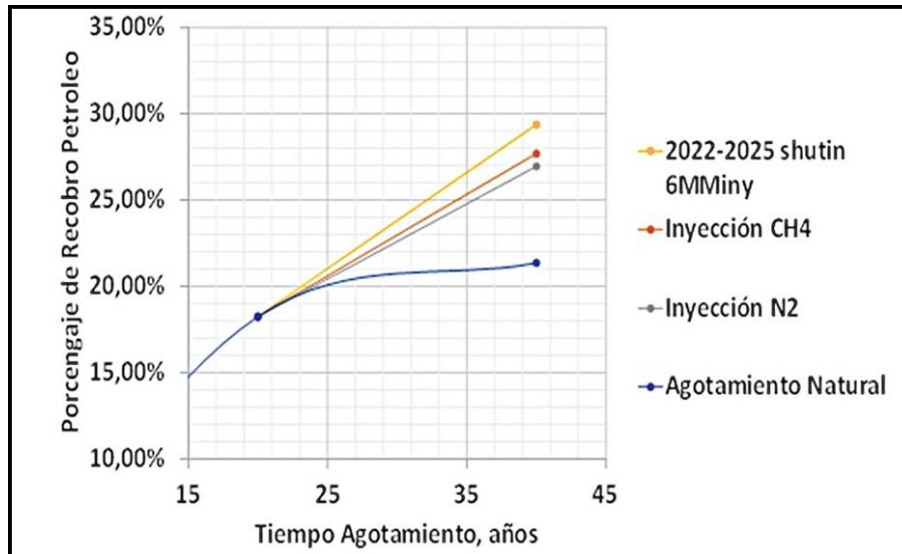
Figura 9: Presión del yacimiento y Producción de gas vs tiempo de agotamiento



Fuente: Silva (2025)

Mientras que en la Figura 10 se representa la variación del factor de recobro para cada escenario, con relación al tiempo de agotamiento.

Figura 10: Porcentaje de recobro de petróleo vs tiempo de agotamiento.



Fuente: Silva (2025)

3.2. Secuestro y almacenamiento geológico de CO₂ (CCS)

El segundo caso del estudio en la Fase Experimental III, evaluó la factibilidad del almacenamiento geológico de CO₂ (CCS), un componente esencial para el desarrollo de proyectos integrados de Captura, Almacenamiento y Uso de CO₂ (CCUS) en la región. Como se mencionó previamente, el yacimiento seleccionado se identifica como BX, candidato viable, con alto potencial para el secuestro geológico y se consideró un solo escenario. A continuación, se analizan los resultados correspondientes:

a) Potencial y capacidad de almacenamiento

El yacimiento BX puede almacenar un volumen de 66.51 MMMPCND de CO₂ a lo largo de un horizonte de simulación de 40 años. Los resultados de la simulación confirmaron una capacidad robusta, como se puede observar en la Tabla 2.

Tabla No 2_ Resultados de la Inyección de CO2 para almacenamiento geológico en el Yacimiento BX.
 (Tomada de Silva, 2025)

		2003	2023	2043
Currently in Place	Gas at surface			
	MMSCf	113684	45184	114000
	Reservoir Oil			
	Mrbbl	270461	270461	270461
	Reservoir Free Gas Oil			
	Mrft3		6,20E+05	6,33E+05
	Total PV Ave.			
	Psia	5468,6	847,12	5384,8
Cumulative Injection	Gas MMSCF			68513
Cumulative Production	Wet Gas			
	MMSCF		95026	95026
	Gas			
	MMSCF/day			25,5
Injection Rate	Oil MSTB/day		9,6	
Production Rate	Gas			
	MMSCF/day		14349	
	Wet Gas			
	MMSCF/day		18259	

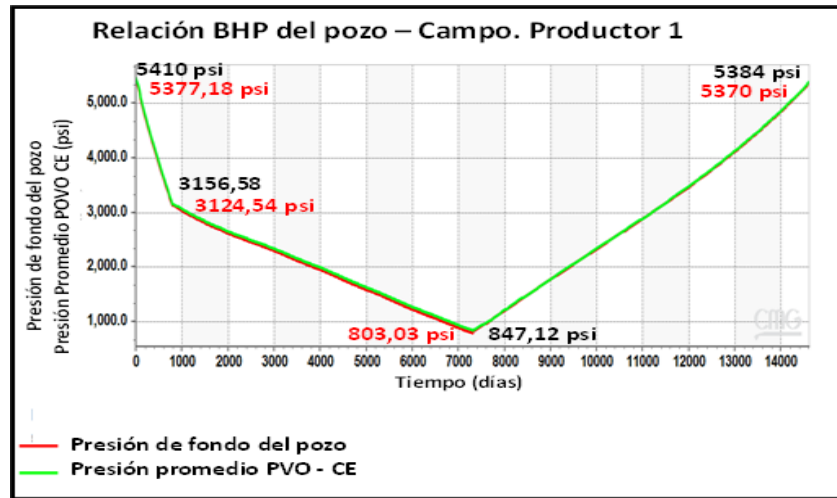
En este caso, el escenario de inyección para almacenamiento geológico de CO₂, demostró que al final del periodo (40 años), es posible restaurar la presión promedio del yacimiento a valores cercanos a la presión inicial (5384 psi vs 5410 psi), posterior a su declive por producción tal como se muestra en la Figura 11.

b) Integridad y manejo de la presión

La simulación validó la adecuación de la formación geológica para el secuestro, a largo plazo, en términos de estabilidad de presión:

- Durante el proceso de inyección, el yacimiento demostró la capacidad de mantener la presión con un bajo *drawdown* (diferencial de presión) de, solo, 25 psi.
- Esta estabilidad de presión es un indicador clave de la integridad del reservorio y su potencial para el secuestro seguro y a largo plazo del CO₂.

Figura 11. Relación de presión de fondo del pozo y presión promedio del yacimiento. Escenario Almacenamiento Geológico de CO₂. Yac. BX.



Fuente: Silva, 2025.

c) Logística y fuentes de suministro

Para asegurar la viabilidad del CCUS en la Cuenca del Lago de Maracaibo, se identificaron las fuentes de emisión más próximas para el suministro de CO₂. Las fuentes de captura de CO₂ más cercanas al área de estudio corresponden a las refinerías de Amuay y Cardón, así como al complejo petroquímico El Tablazo. La proximidad de estas fuentes facilita la compresión y el transporte continuo (tuberías) o discontinuos (barcos o cisternas del gas, hasta los yacimientos candidatos para EOR o almacenamiento geológico.

En términos generales y de acuerdo al análisis de los resultados obtenidos en cada una de las fases y en cada escenario propuesto, se considera que los mismos definen un marco sólido referente, sintetizado y optimizado para la puesta en práctica en proyectos de inyección de CO₂ en la Cuenca del Lago de Maracaibo, tanto para la mejora de la producción de hidrocarburos (EOR), como para el control y manejo ambiental del carbono a través del almacenamiento geológico seguro.

Conclusiones

La inyección de CO₂ en el yacimiento AX mejora el factor de recobro de gas, en comparación con el agotamiento natural, en el orden de 27% al 30%, frente al 20% de este último.

Para el proceso de EOR con inyección de CO₂, es importante optimizar los parámetros de inyección y producción, volumen de gas inyectado y estrategia de completación de pozos, para maximizar la eficiencia y mantener la presión del yacimiento. Entre ellas está, la aplicación de un periodo de cierre de producción por 3 años para re-presurización, obteniendo mayor recobro utilizando menor volumen de gas. Por otro lado, la inyección de CO₂ es, ligeramente, más eficiente que la de metano o nitrógeno.

BX tiene potencial para almacenar CO₂, restaurando la presión casi a niveles iniciales con la inyección. Este yacimiento puede almacenar 66.51 MMMPCN de CO₂ en 40 años.

La inyección de CO₂ puede ser usada tanto para la recuperación mejorada como para su secuestro, combatiendo el cambio climático, aplicando ciertos ajustes operativos.

Las refinerías cercanas se consideran como fuentes de CO₂, mientras que el transporte y almacenamiento requieren compresión y tratamiento específicos.

El monitoreo sísmico 4D ayuda a entender las variaciones en el yacimiento y la distribución de fluidos.

Recomendaciones

Para optimizar la recuperación mejorada, se recomienda restringir la producción a la mitad inferior de la completación, para mitigar la fuga de gas inyectado y mejorar la recuperación de la presión promedio.

Cerrar el yacimiento a producción durante un período (3 años), luego de comenzar la inyección de gas, ocasiona un aumento de la presión por encima de la presión de burbuja y evita altas producciones de gas en los pozos productores.

Considerar la inyección de CO₂ para EOR en yacimientos similares; el uso de metano o nitrógeno como gases de inyección proporcionan menor recobro.

Programar la inyección de CO₂ como una estrategia viable y efectiva para la recuperación mejorada en yacimientos similares a los modelados.

Realizar análisis económicos a detalle en cada escenario de inyección (CO₂, metano, nitrógeno) e incluir costos de inyección, producción y tratamiento del gas.

Optimizar las estrategias de completación de pozos para minimizar la producción temprana de gas inyectado y maximizar el contacto gas-petróleo.

Evaluar alcance y eficiencia de flujos de trabajos propuestos en la práctica segura de técnicas CCUS, para reducir las emisiones y su viabilidad inmediata a diferentes escalas.

Promover el uso de técnicas CCUS, mediante líneas de investigación, que fomenten su interés en procesos operacionales y/o industriales, con tecnologías digitales, eficientes.

Referencias

- Alvarado, E. (2021). *Gases de efecto invernadero*. Asignaturas: Indicadores claves del cambio climático y Energías Alternativas. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Facultad de Ingeniería. Universidad Central de Venezuela.
- Barrios, J. (2022). *Captura, utilización y almacenamiento de carbono*. Asignatura: Energías Alternativas. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Facultad de Ingeniería. Universidad Central de Venezuela.
- Caf, B.; Lubo-Robles, D.; Pranter, M.; Bedle, H.; Marfurt, J. & Reza, Z. (2022). *CO₂ injectivity and storage potential of the Arbuckle Group using supervised machine learning and seismic-constrained reservoir modeling and simulation, Wellington Field, Kansas*. Applied Geoscience & Energy. Society of Exploration Geophysicists and the American Association of Petroleum Geologists. Library SEG.org. USA.
- Díaz, A.; Govea, S.; Mijares, D.; Morillo, A.; Salas, Y. & Zambrano, M. (2022). *Evaluación de métodos de recuperación mejorada y almacenamiento de CO₂ en yacimientos de crudo liviano y mediano ubicados en el Lago de Maracaibo*. Instituto de Estudios Superiores de Administración (IESA). Diplomado para la Formación de Gerentes de la Industria del Petróleo y Gas. Caracas, Venezuela.
- Leong, Z.; Zhu, T. & Sun, A. (2022). *Estimating CO₂ saturation maps from seismic data using deep convolutional neural networks*. Second International Meeting for Applied Geoscience & Energy. Society of Exploration Geophysicists and the American Association of Petroleum Geologists. Library SEG.org. USA.
- Rezaei, S.; Abbas, B.; Bashir, Y.; Sambo, C.; Ghosh, D.; Salim, & Ahmed, M. (2020). *Time lapse (4D) Seismic for Reservoir Fluid Saturation Monitoring: Application in Malaysian Basin*. Geoscience Department, Universiti Teknologi PETRONAS, Malaysia. University of Science Malaysia, Penang, Malaysia.

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**, los autores **Silva, Héctor y Gasbarri, Sandro**, declaran al Comité Editorial que no tienen 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: **Gestión de Carbono y EOR: Campos Maduros Venezuela**, en relación con su publicación. De igual manera, declaran 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. Consienten que el Comité Editorial aplique cualquier sistema de detección de plagio para verificar su originalidad. Los autores declaran que, en la preparación de este manuscrito, no utilizaron herramientas de inteligencia artificial generativa para la redacción de textos o interpretación de datos.

Para citar este artículo:

Silva, H. y Gasbarri, S. (2026). Gestión de Carbono y EOR: Campos Maduros Venezuela. *PetroRenova Indexed, Revista Científica de la Energía*. Vol. 2, núm. 2, abril-junio, 2026.
<https://doi.org/10.5281/zenodo.19796773>

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

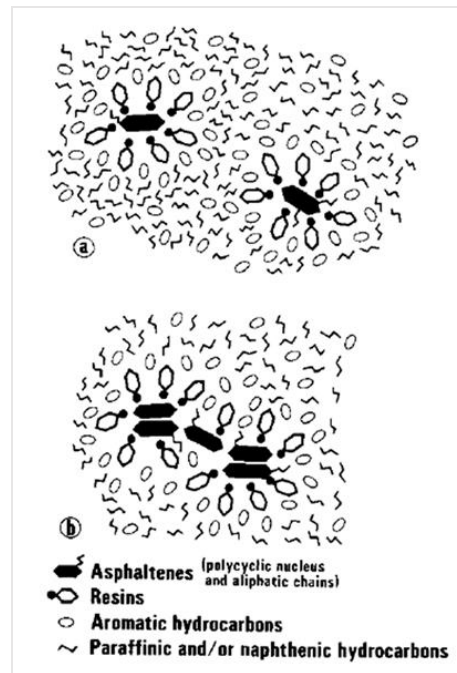
Existen varias teorías sobre el estado natural de los asfaltenos en el crudo y la forma en que éstos se separan formando una nueva fase, entre ellas: solubilidad, fase sólida, micelización y coloidal.

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)

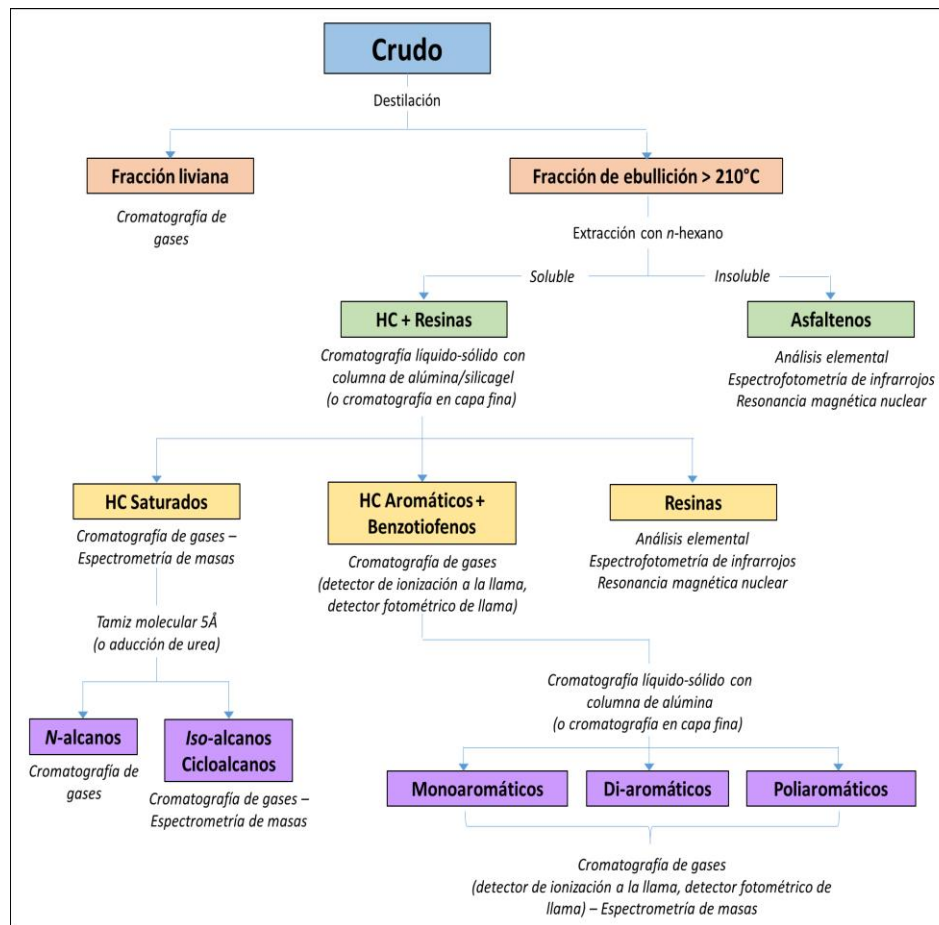
1.2. Caracterización del petróleo

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

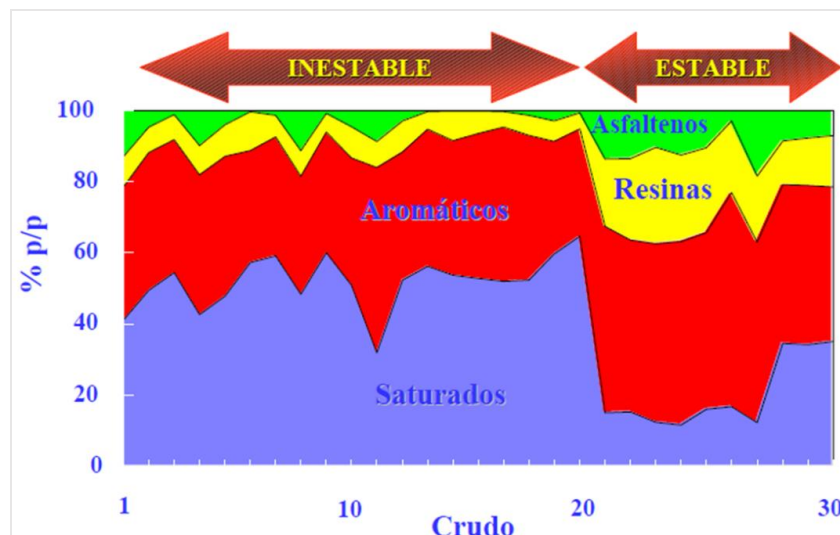
en componentes pesados y nafteno-aromáticos. Las resinas y asfaltenos, generalmente, oscilan entre 0 y 40% en petróleos no degradados dependiendo del tipo genético y la madurez térmica. Su contenido es alto en petróleos inmaduros poco profundos. En petróleos pesados y bitumen resultantes de la alteración 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.

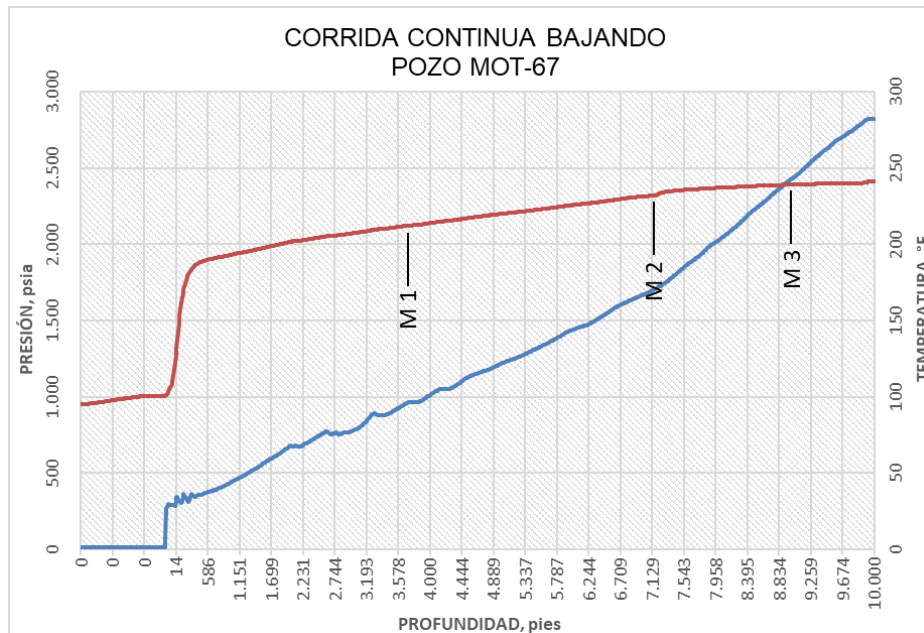
Fase 2: Fundamentos teóricos

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

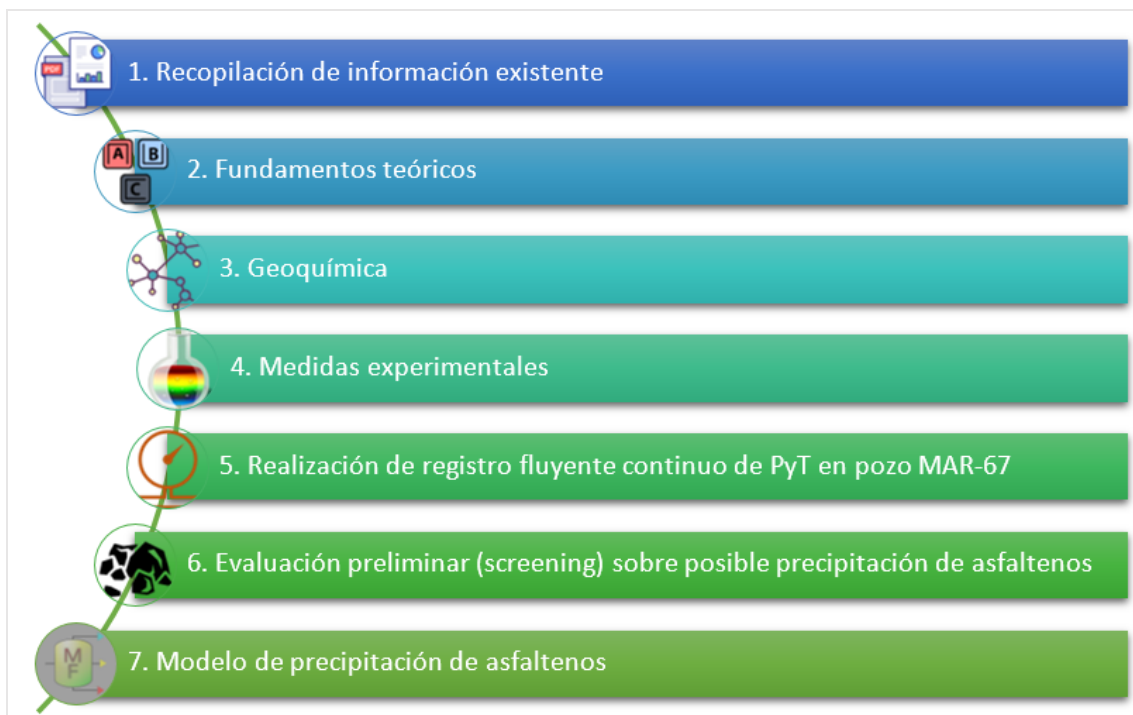
- Equilibrio LV y Asphaltene phase envelope (APE)

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

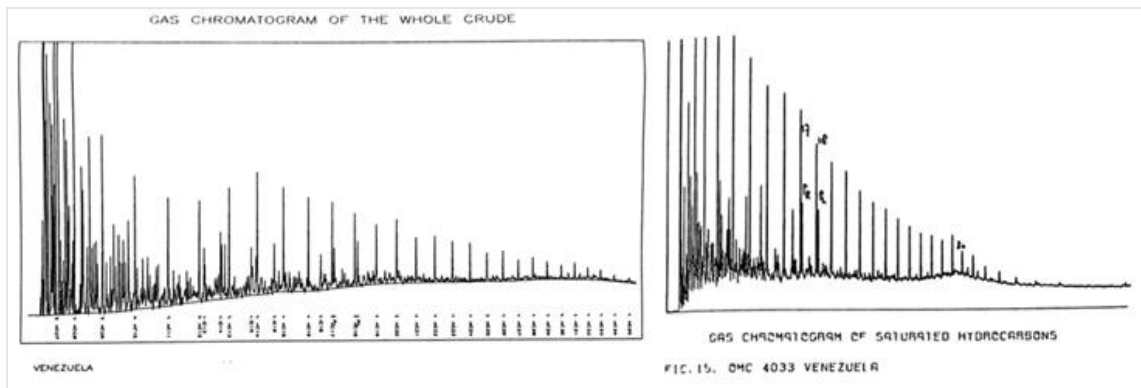
Pozo	MAR-13	MAR-17	MAR-27	MAR-29	MAR-37	MAR-39
<i>API</i>	18.0	19.0	18.1	19.0	20.6	20.6
<i>gravedad específica</i>	0.9468	0.9401	0.9459	0.9404	0.9306	0.9304
<i>% azufre</i>	1.9	2.3	2.4	2.4	2.2	2.1
<i>ppm Vanadio (como metal)</i>	395	430	435	440	400	380
<i>ppm Níquel (como metal)</i>	49	52	53	51	47	44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

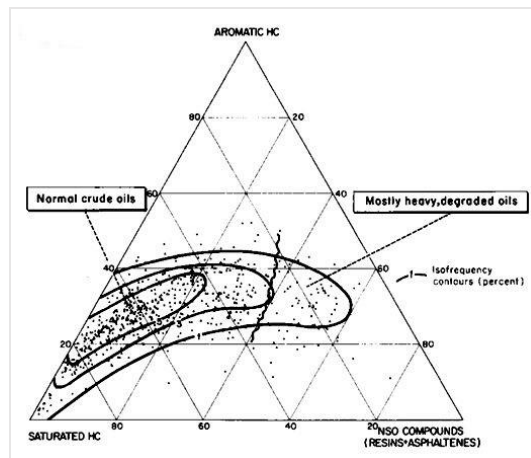
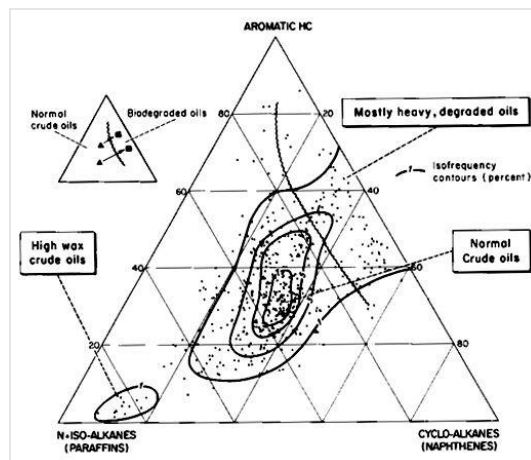


Figura 8. Diagrama ternario con la composición de los hidrocarburos de 541 petróleos



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

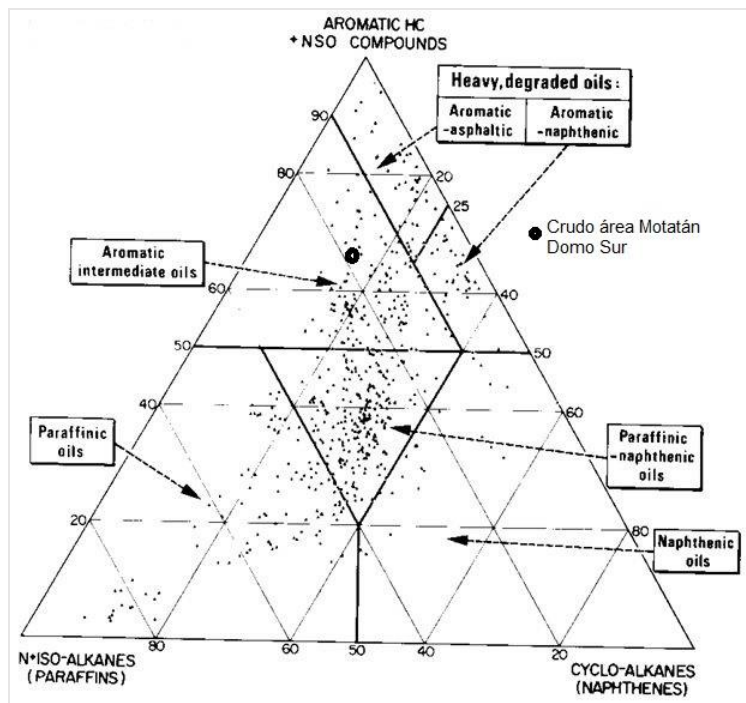
La Tabla 3 y la Figura 9 establecen las distintas clases de petróleos, considerando el contenido de compuestos aromáticos (hidrocarburos aromáticos, resinas, asfaltenos), el contenido de alcanos o parafinas, cicloalcanos (naftenos) y el contenido de azufre.

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)

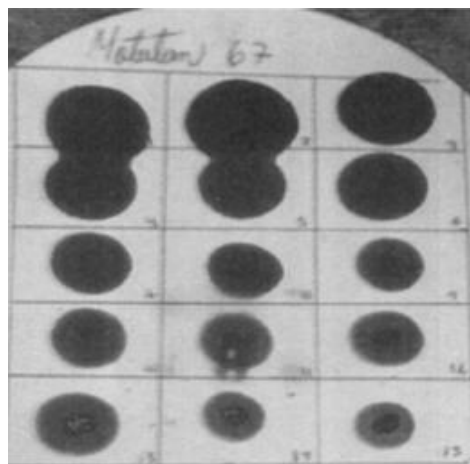
Este método se utiliza para identificar, de manera rápida y cualitativa, los posibles riesgos de precipitación de asfaltenos.

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

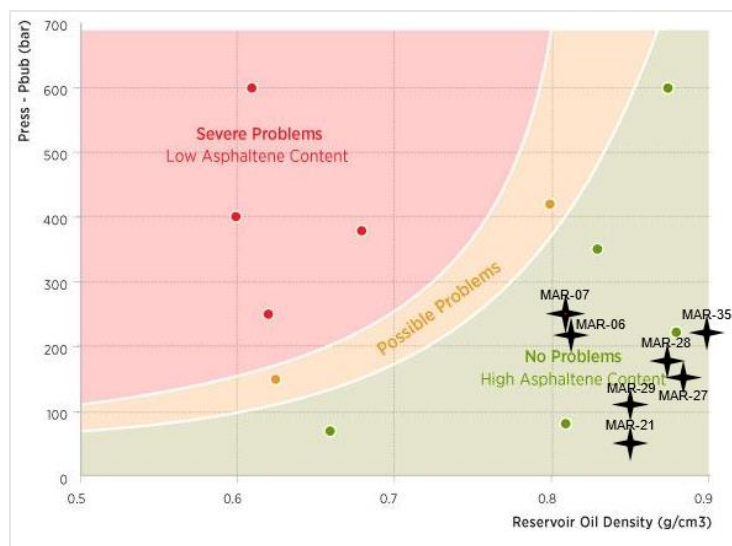
La estabilidad del crudo y la tendencia a la precipitación de asfaltenos pueden ser evaluadas mediante varios métodos (Guzmán, Ancheyta, Trejo y Rodríguez, 2016). Es resaltar que ninguno de ellos evalúa directamente si un fluido precipitará o no bajo condiciones específicas.

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)

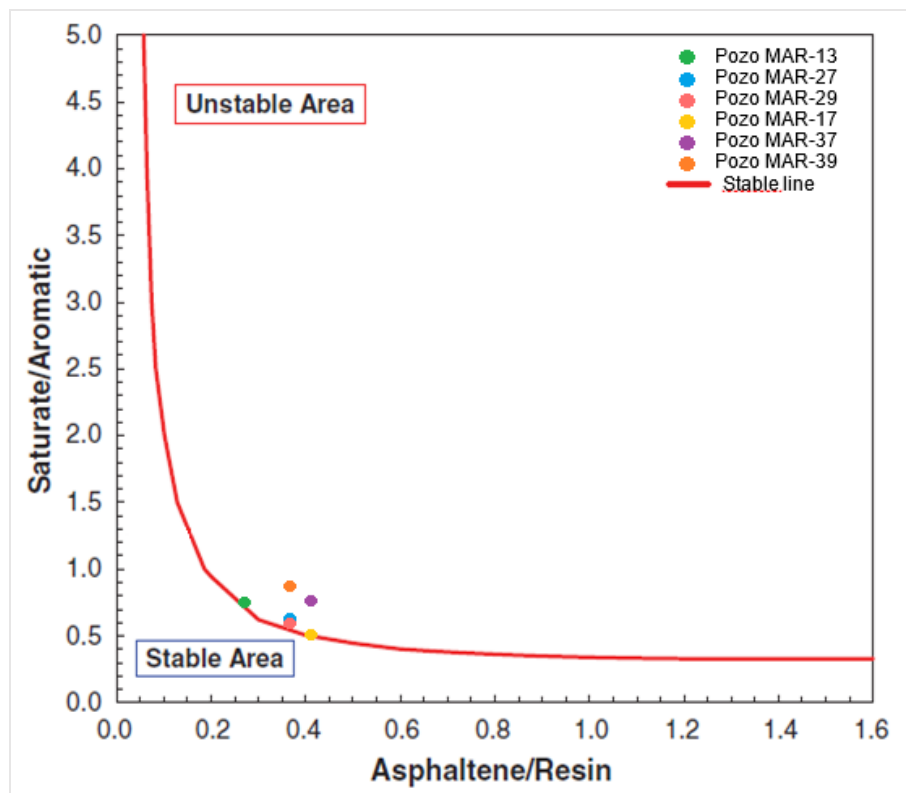
Existen distintos métodos de evaluación basados en los resultados del análisis SARA, entre ellos, el Índice de Estabilidad de Asfalteno, la relación Resina-Asfalteno, el Índice de Inestabilidad Coloidal y el Stability Cross Plot. Cada criterio combina las fracciones SARA de manera distinta.

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



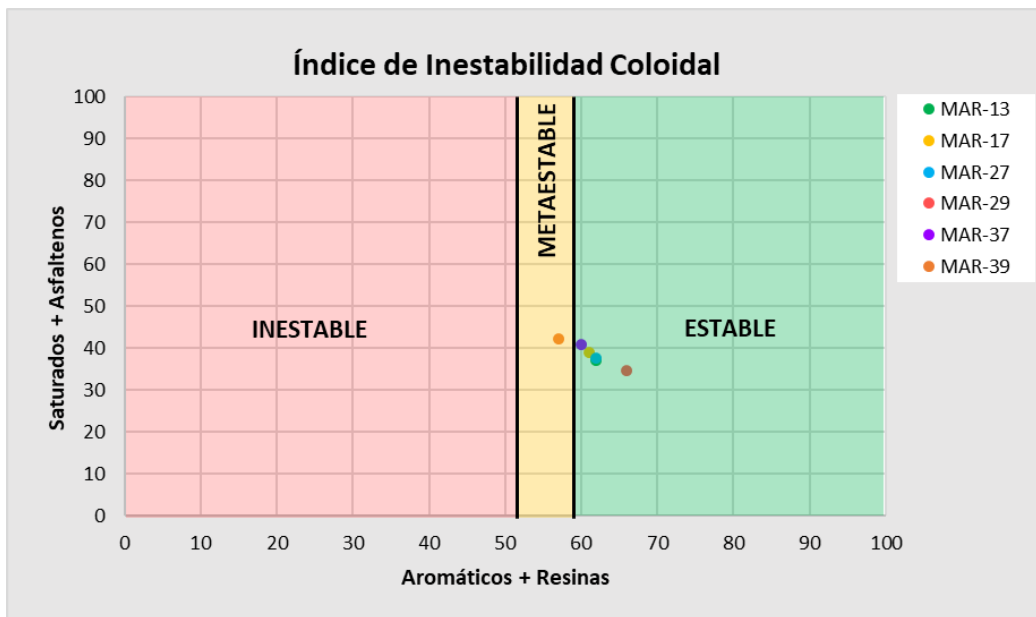
Fuente: Elaboración propia (2025)

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.

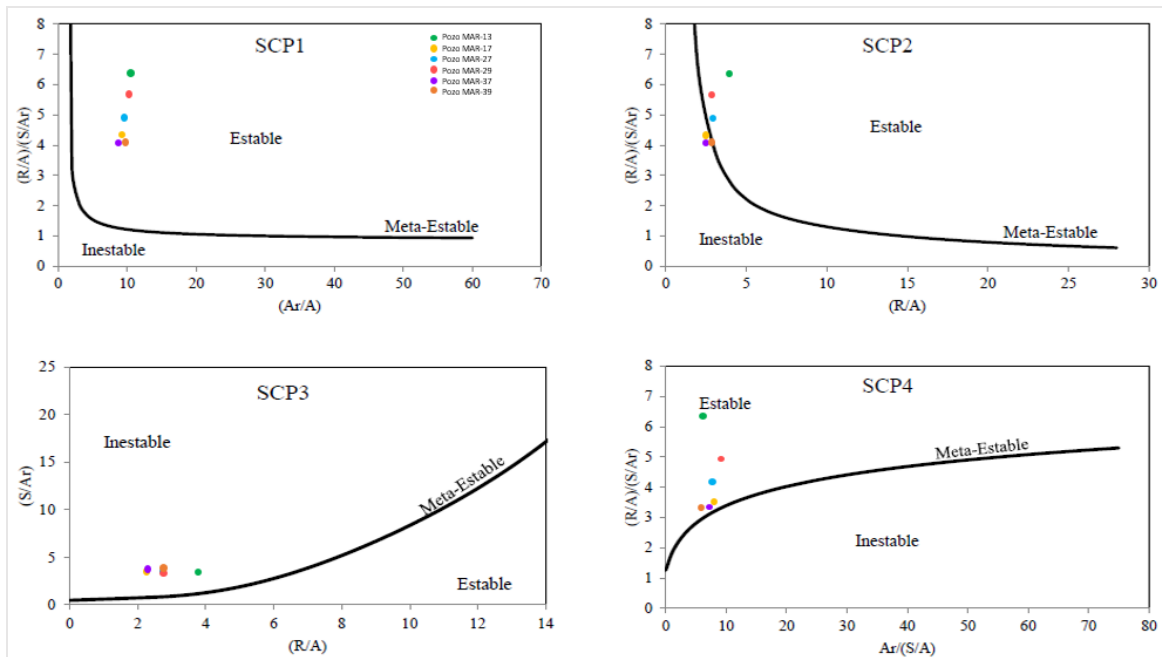


Fuente: Elaboración propia (2025)

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

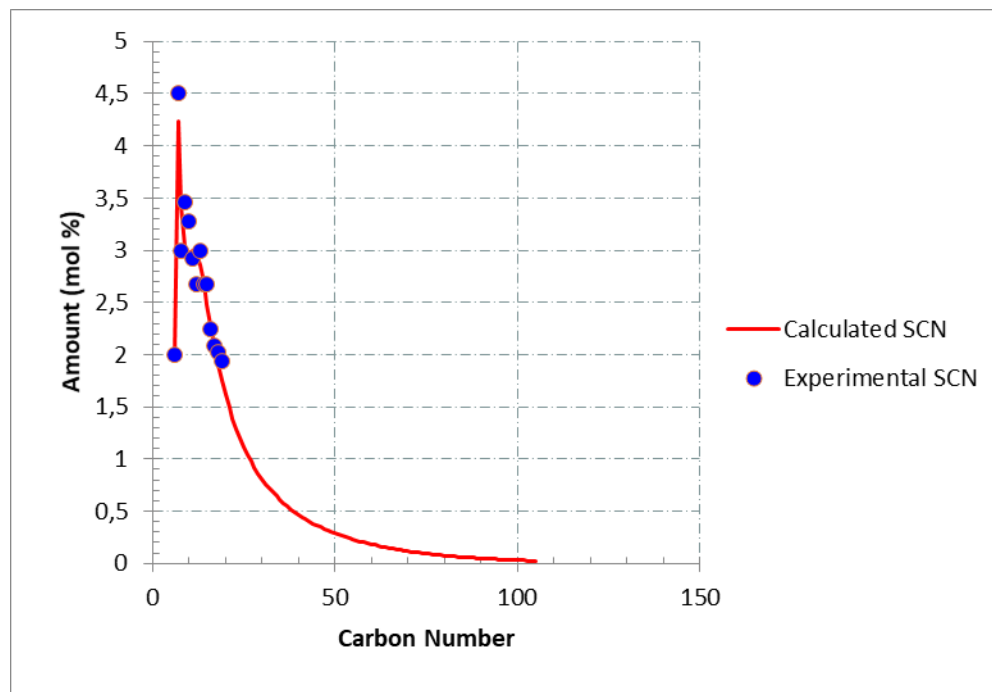
Total Solution GOR (Rsfb), scf/stb	177
°API a 60 °F,	20.7
Densidad del petróleo, g/cc	0.8986
Peso Molecular del petróleo,	227.7
%mol C ₂₀₊ ,	27.70
Densidad C ₂₀₊ , g/cc	0.9932
Peso Molecular C ₂₀₊ ,	563

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).

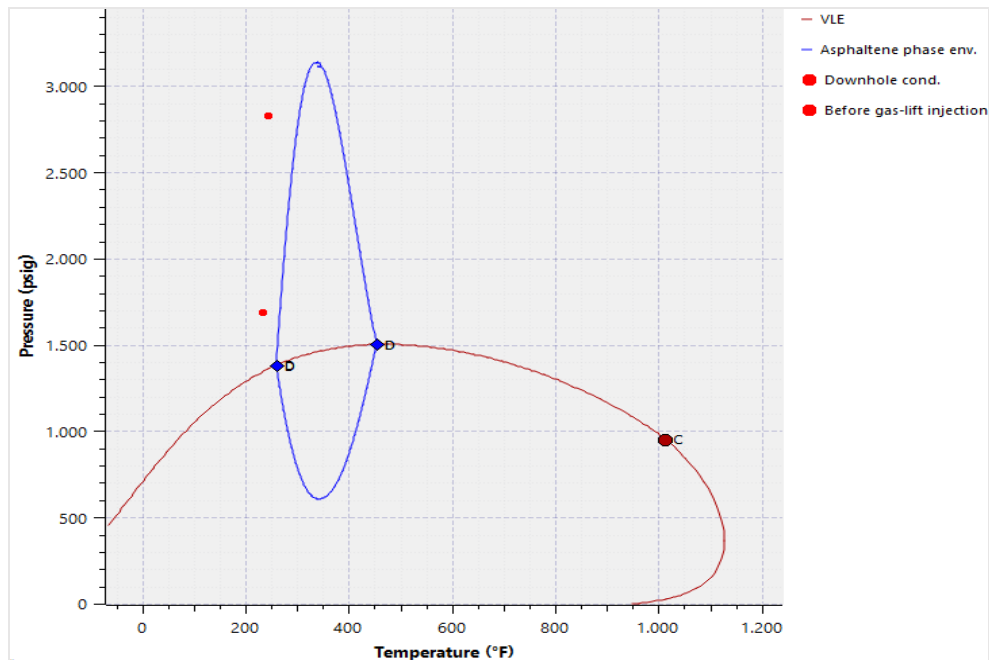
El modelo seleccionado y la caracterización (modelo composicional) del fluido realizada lograron predecir muy bien la data experimental luego de la calibración (post-fit), mediante el ajuste de los parámetros del modelo.

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

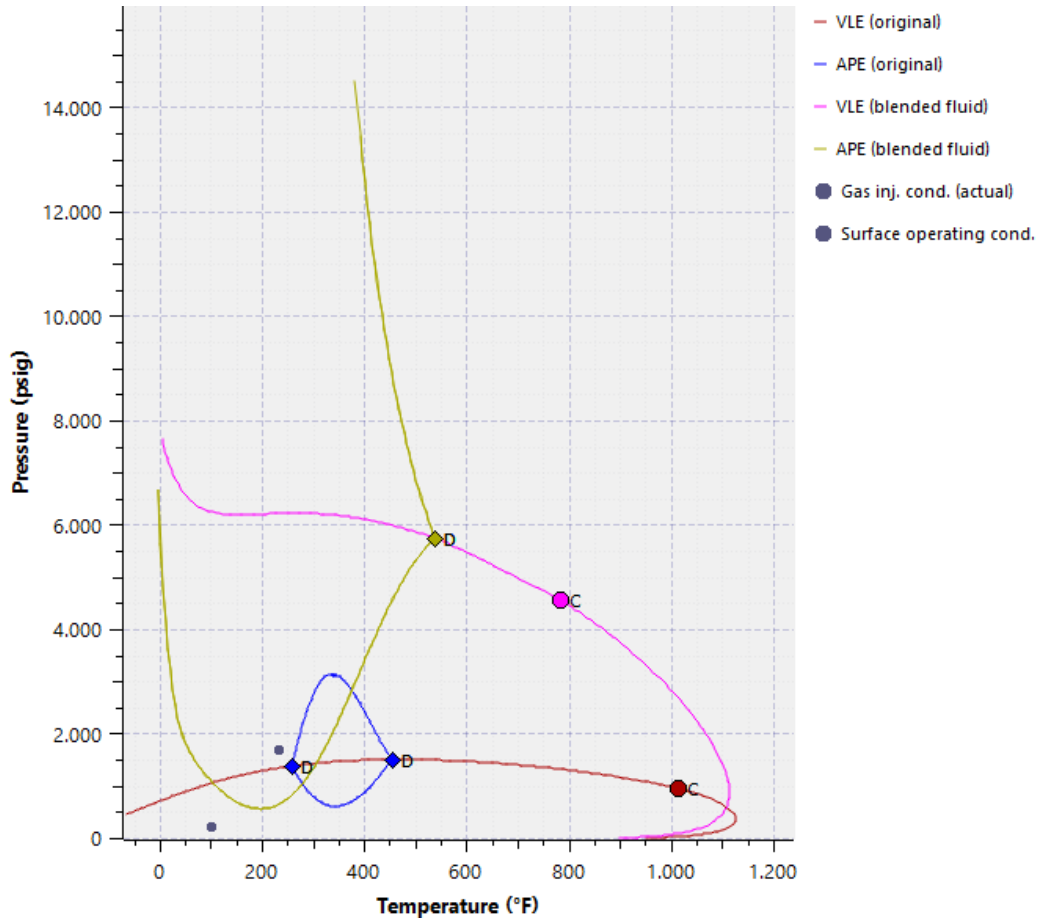
Fuente: Elaboración propia (2025)

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.

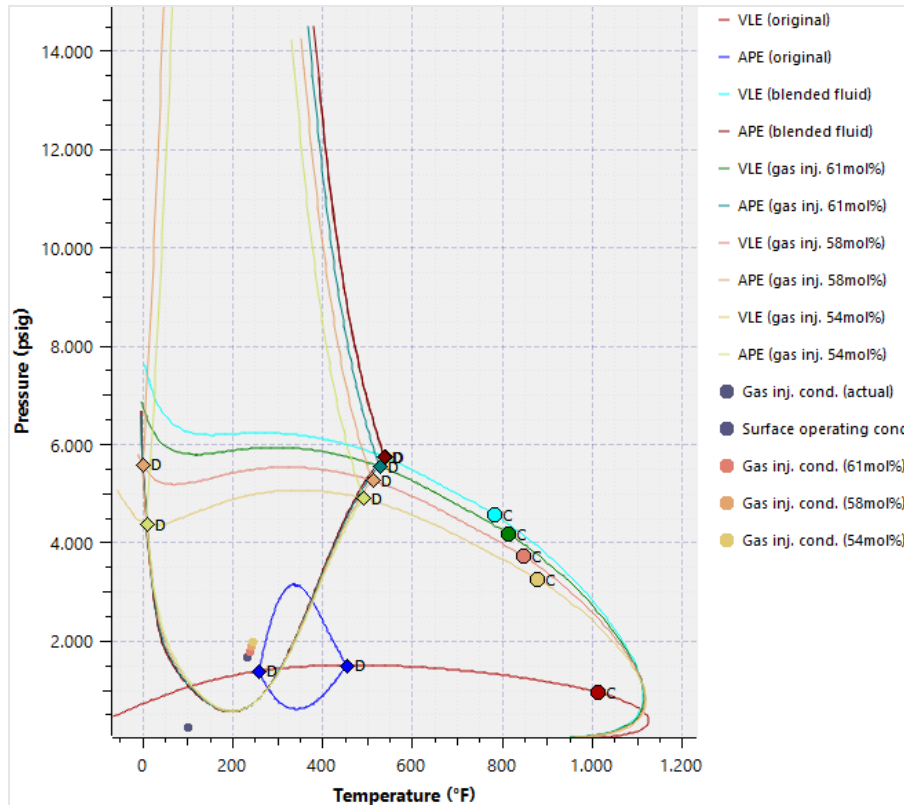
	<i>Original fluid</i>	<i>Blended fluid</i>		
	LIQUIDO	LIQUIDO	GAS	ASFALTENO
Total (fracc. molar)	1	0,43727	0,56238	0,00035
Total (lbmol)	1633,04	2072,16	2665,04	1,66
Peso molecular (lb/lbmol)	227,70	196,82	23,01	1180,51

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/depósitos), 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>

Instrucciones para los autores

Consideraciones generales sobre la presentación y envío de los manuscritos

Los investigadores y público en general interesados en publicar sus trabajos en *PetroRenova Indexed*, pueden acceder al sitio web de la revista (https://indexed.petrorenova.com/index.php/petrorenova_indexed/index) registrarse, consultar las políticas y normativas, así como los formatos respectivos. Por medio de la opción **enviar un artículo**, se procede a llenar los campos requeridos y cargar el manuscrito. También podrán enviarlo a través del correo electrónico puesto a disposición (indexed.petrorenova@gmail.com). De utilizar este medio, deberá enviar el manuscrito en el formato destinado al tipo de publicación.

PetroRenova Indexed proporciona acceso abierto a sus publicaciones, bajo licencia Creative Commons (BY-NC-SA) Attribution 4.0 Internacional. En este sentido, todas las publicaciones que están disponibles en el portal, pueden descargarse en formato pdf gratuitamente.

Con el manuscrito de la propuesta del trabajo, se enviará al correo mencionado, una comunicación escrita, firmada por el autor o los autores, dirigida al Consejo Editorial de la revista en la que se autoriza a someter el trabajo a evaluación y publicación. En dicha comunicación se debe señalar que el trabajo propuesto es original, inédito y no está sometido simultáneamente a proceso de evaluación y arbitraje en otra revista.

Desde el momento que el trabajo es aceptado y publicado, el autor o los autores, acepta(n) la cesión de derechos patrimoniales de autor a *PetroRenova Indexed*, a través de un formato que les hará llegar el equipo editorial. Este se reserva el derecho de aplicar cambios de estilo y forma al manuscrito para garantizar la calidad científica del mismo. *PetroRenova Indexed* puede publicar el artículo en formatos físicos o electrónicos, incluido Internet, bases de datos y otros sistemas de información vinculados a la revista. Los autores podrán usar la versión final de su artículo en cualquier repositorio, sitio web o impresos.

Es de importancia aclarar que los datos del autor o los autores deben ser enviados en un documento adjunto, tanto en español como en inglés, que incluya apellidos, nombres, dirección, teléfono, correo electrónico, Orcid, títulos académicos, afiliación institucional con mención del país, cargos actuales, sociedades a las que pertenece, estudios realizados o en curso y publicaciones recientes.

Presentación de los trabajos

Los trabajos deben presentar un resumen de 150 palabras como máximo y cuatro (4) palabras clave. Tanto el resumen como las palabras clave estarán en español e inglés. Igualmente, el título y el subtítulo del trabajo serán presentados también en los idiomas anteriormente mencionados. La extensión será entre quince (15) y treinta y cinco (35) cuartillas. Todos los trabajos serán presentados en hoja tipo carta, a una sola cara, con numeración continua y con márgenes de dos (2,5) centímetros en todos los lados. Se recomienda utilizar el formato para presentación de trabajos disponible en el portal de la revista.

El texto se presentará con interlineado de 1,5, en fuente Arial, tamaño 11, con espaciado posterior entre párrafos de 6 pts. Para las notas a pie de página y los contenidos de las tablas, el tamaño será en fuente Arial tamaño 9, con interlineado sencillo.

Evaluación de los trabajos

Todos los trabajos serán evaluados bajo la modalidad doble ciego por parte de un Comité de Árbitros, conformado por tres (3) de los miembros del Comité Científico y dos (2) especialistas de reconocido prestigio, seleccionados por el Comité Editorial de la revista, quienes no conocerán sus identidades. Los criterios de evaluación son los siguientes:

a. Criterios formales o de presentación: 1) originalidad, pertinencia y adecuada extensión del título, 2) claridad y coherencia del discurso, 3) adecuada elaboración del resumen, 4) organización interna del texto y 5) todos los demás criterios establecidos en la presente normativa.

b. Criterios de contenido: 1) dominio de conocimiento evidenciado, 2) rigurosidad científica, 3) fundamentación teórica y metodológica, 4) actualidad y relevancia de las fuentes consultadas y 5) aportes al conocimiento existente.

Una vez recibidos, los trabajos siguen el siguiente proceso, en un tiempo promedio de 60 días: a) inicialmente, se acusa recibo del manuscrito vía correo electrónico; b) seguidamente, el Consejo Editorial realiza una **revisión preliminar** (tiempo estimado 10 días) para determinar si cumple con las Normas para la presentación de trabajos; c) si las cumple, pasa al **arbitraje** (revisión de manuscritos, tiempo estimado 20 días), proceso en el cual especialistas calificados evalúan los trabajos atendiendo criterios de pertinencia, originalidad, aportes y rigurosidad científica y académica. El Comité de árbitros



Instrucciones para los autores

Instructions for authors

emitirán un veredicto sobre el trabajo presentado, el cual consistirá en: c-1) **Publicable**; c-2) **Publicable con ligeras modificaciones**, que implican aquellas de forma y estilo, en miras de adaptarse a los criterios formales o de presentación de la revista; c-3) **Publicable con modificaciones sustanciales**, que implican aquellas de fondo y construcción del manuscrito, en miras de adaptarse a los criterios de contenido de la revista; c-4) **No publicable**; d) si el trabajo no cumple con los criterios mínimos presente en estas normas; el Consejo Editorial propondrá que no sea enviado al proceso de arbitraje; e) en cualquier caso, la directora de la revista notificará al autor o autores, por escrito, la decisión. En el caso que el veredicto de los árbitros difiera uno de otro (publicable/no publicable), el artículo será sometido a un nuevo arbitraje, hasta obtener una decisión unánime.

En caso de decisión **publicable con modificaciones ligeras o sustanciales**, el o los autores tendrán un máximo de diez (10) días para el envío de las modificaciones al Comité Editorial al siguiente correo electrónico: indexed.petrorenova@gmail.com En caso de no enviar las correcciones en el lapso establecido, se asume **desinterés por parte del o los autores de no publicar su trabajo**. Si el o los autores deciden no publicar su trabajo, deberán presentar una comunicación en la cual dejen claro la no publicación del material enviado en la revista.

Los evaluadores no utilizan IA generativa o tecnologías asistidas por IA para realizar la evaluación o el proceso de toma de decisiones de un manuscrito, ya que el pensamiento crítico y la evaluación original, necesarios para este trabajo, están fuera del alcance de esa tecnología y se pudiesen generar conclusiones incorrectas, incompletas o sesgadas sobre el manuscrito.

La responsabilidad del proceso de arbitraje y la decisión final de publicación de los artículos recae en el Comité Editorial, en la figura de su directora.

Proceso editorial

El Comité Editorial de *PetroRenova Indexed* se reserva la última palabra sobre la publicación de los artículos y el número en el cual se publicarán. El orden de la publicación y la orientación temática de cada número lo determinará el Comité Editorial, sin importar el orden en que los manuscritos hayan sido recibidos y arbitrados. Con base en ello, se les informará a los autores el número y las fechas aproximadas de su publicación. Durante este proceso, el Comité Editorial se reserva el derecho de hacer los ajustes y cambios que aseguren la calidad de la publicación.

El autor deberá estar presto a las comunicaciones de la revista por medio de correo electrónico. También deberá proporcionar información de la investigación que soporta el artículo, certificar que el escrito es de su autoría y que en este se respetan los derechos de propiedad intelectual de terceros, mediante el envío de las comunicaciones mencionadas.

Cuerpo del artículo

Idioma: Los artículos deben ser presentados y redactados en idioma nativo; si es español, el artículo completo se redacta en idioma español y, tanto el resumen como las palabras clave se traducen al inglés. Si es inglés, el artículo completo se redacta en idioma inglés y, tanto el resumen como las palabras clave se traducen al español. Los autores que deseen ampliar el ámbito de lectores internacionales, pueden enviar sus trabajos en español, inglés y en su idioma nativo diferente a los dos mencionados, esto garantiza un mayor número de lectores.

Título: Debe ser corto, explicativo y contener la esencia del trabajo. Este título debe proporcionarse tanto en el idioma español como inglés. Se establecen los siguientes criterios para la redacción del título: a) claridad, b) brevedad (se sugiere entre 10 y 15 palabras), c) especificidad y d) originalidad.

Autor(es): Indicar los nombres y apellidos completos, títulos profesionales, el nombre de la institución donde se realizó el trabajo o de la institución a la cual pertenece el autor, ORCID actualizado con información como investigador, ciudad y país. El número máximo de autores es de cuatro (4).

Resumen: No mayor de ciento cincuenta (150) palabras, en español y en inglés, en un solo párrafo con interlineado sencillo y sin sangría. En caso que el trabajo se presente en otro idioma, el resumen debe redactarse en ese mismo idioma, en español e inglés. En la redacción del resumen es reseña el objetivo del trabajo, los métodos utilizados, resultados y conclusiones. Se establecen los siguientes criterios para la redacción del resumen: a) preciso, b) completo, c) conciso y d) específico.

Palabras clave: Deberán incluirse cuatro (4) palabras clave en español y en inglés. Estas palabras descriptoras facilitan la inclusión del artículo en las bases de datos internacionales. Se sugiere hacer uso del thesaurus de la UNESCO disponible en: <https://vocabularies.unesco.org/browser/thesaurus/es/>

Apartados y sub-apartados: Los trabajos, en forma general, deberán dividirse en introducción, fundamentos teóricos, metodología, resultados: análisis y discusión, conclusión o consideraciones finales y referencias bibliográficas. En el desarrollo, los sub-apartados deberán tener numeración arábiga, siendo de libre titulación y división por parte del autor, procurando el mantenimiento de coherencia interna tanto de discurso como de temática.

Instrucciones para los autores

Instructions for authors

Normas de citas y referencias

Citas: El citado se realizará tomando en cuenta las **normas de la American Psychological Association (APA) en su 7ma. edición actualizada** y aplicando las pautas establecidas en este apartado.

Citas textuales: en el texto se utiliza la modalidad autor-fecha y número de página, se reproduce exactamente las palabras del autor. Si la cita es hasta 40 palabras, se incorpora en el texto entre comillas dobles, sin cursiva. *Ejemplos:*

1. Apellido autor (año) afirma que "texto de la cita" (página).
Según los resultados, Almarza (2020) afirma que "texto de la cita" (p. 5).
2. "texto de la cita" (Apellido autor, año, página).
"las clases sociales se distinguen..." (Almarza, 2020, p. 3).

Si la cita tiene más de 40 palabras, se escribe aparte del texto, en bloque, con sangría en 1 cm en márgenes izquierdo y derecho, sin comillas, sin cursiva y con interlineado sencillo. Al final de la cita se coloca el punto, seguido del Apellido del autor, año y número de página, entre paréntesis. *Ejemplos:*

En consecuencia,
Texto de la cita. (González, 2012, p. 4)

En el caso de la cita textual narrativa,
Por su parte, Alfonso (2012) afirma que
Texto de la cita. (p. 6)

Citas tipo paráfrasis: cuando se cuenta, resume o reorganice con palabras propias las ideas del autor. *Ejemplos:*

Interpretando los resultados, podría afirmarse, según García (2021), que....
Interpretando los resultados, podría afirmarse que la tasa de crecimiento.... (García, 2021).

Cantidad de autores en las citas: para el caso del mismo autor con obras publicadas en el mismo año, se sigue el siguiente formato (García, 2008a, p. 12) o García (2008b, p. 24). Si son dos o tres autores, se colocarán solamente el primer apellido de cada uno, por ejemplo: Según Reyes y Díaz (2008, p. 90) o (Reyes, García y Díaz, 2008, p. 90). Si son más de tres autores (García et al., 2022). Siguiendo el mismo criterio explicado anteriormente para las citas textuales y las paráfrasis.

Las *citas secundarias* se utilizan cuando una fuente principal es referida en el texto. Puede citarse de dos formas:

Entre paréntesis: (Apellido del autor original, fecha, como se citó en Apellido del autor secundario, fecha)

Ejemplo: (Abreu, 2002, como se citó en Romero, 2012)

En forma narrativa: Apellido del autor original (fecha, como se citó en Apellido del autor secundario, fecha)

Ejemplo: Abreu (2002, como se citó en Romero, 2012) afirma que no todos los documentos narrativos son de fácil acceso.

Deben evitarse, en lo posible, citas de trabajos no publicados o en imprenta, también referencias a comunicaciones y documentos privados de difusión limitada, a no ser que sea estrictamente necesario. En caso de fuentes documentales, electrónicas u otras que por su naturaleza resulten inviables o complejas para la adopción del citado autor – fecha, puede recurrir al citado al pie de página. En casos más específicos, consulte las normas **APA en su 7ta edición**.

En el caso de documentos en archivos, los autores pueden recurrir al uso de notas al pie de página o a las normas **APA** para la referencia del contenido de los mismos, siempre y cuando mantengan coherencia en el estilo de citado a lo largo del trabajo, independientemente del método de citado para los documentos en archivos.

Referencias: Las fuentes citadas en el documento deben aparecer en la lista de referencias y cada entrada en la lista de referencia debe haber sido citada en el texto. Las referencias deberán ir al final del artículo, se realizarán tomando en cuenta las **normas de la American Psychological Association (APA) en su 7ma. edición actualizada** y aplicando las pautas establecidas en este apartado. Estas podrán ser bibliográficas, hemerográficas, documentales, electrónicas, orales y otras que se hayan utilizado. Tienen cuatro elementos básicos: autor, fecha de publicación, título del trabajo y fuente de recuperación. Deberán ir a interlineado sencillo y con sangría francesa de 1cm, con separación entre obras referenciadas de 6 pts. El orden de las referencias es alfabético por apellido.

Las diferentes obras de un mismo autor se organizarán cronológicamente, en orden ascendente y, si son dos obras o más de un mismo autor y año, se mantendrá el estricto orden alfabético por título. Los autores son responsables de la fidelidad de las referencias. Si un autor es citado más de una vez no se coloca la tradicional raya que sustituía los apellidos y nombres del

Instrucciones para los autores

Instructions for authors

autor o autores. Ello se explica porque los buscadores electrónicos de los repositorios institucionales leen palabras y la raya no posee ningún significado alfabético.

Las **normas APA versión 7 actualizadas** permiten referenciar hasta 20 y más de 20 autores. En el caso de hasta 20 autores, se separa el penúltimo del último con la letra “y”. En el caso de más de 20 autores, se escriben los primeros 19, luego puntos suspensivos, seguidos del último autor de la obra. Ejemplos:

Libros

Apellido, inicial del Nombre del autor (año). *Título de la obra*. Casa o ente editorial [no debe llevar la palabra “editorial” a menos que forme parte del nombre de la institución editora].

Ejemplo de libro con un autor:

Vera, M. (2013). *Proyecto educativo republicano e instrucción pública en Maracaibo (1830-1850)*. Fondo Editorial UNERMB.

Briceño-Iragorry, M. (1997). *Mensaje sin destino*. Monte Ávila Editores.

Ejemplo de libro con dos autores:

Acosta, N. y Arenas, O. (1999). *América Latina en el Mundo*. Ediluz.

Ejemplo de libro con más de tres autores:

González, P. et al. (1999). *La innovación es un tema para discutir en países no desarrollados*. Kopena.

Ejemplo de libro obtenido de la web:

Real Academia Española (2011). *Nueva gramática de la lengua española. Manual*. Espasa.
<http://www.revistas.unal.edu.co/index.php/psicologia/article/view/27899/43273>

Capítulos de libros o parte de una compilación

Apellido, inicial del Nombre del autor (año). Título del capítulo o sección. *Título del libro* (páginas). Casa o ente editorial.

Ejemplo de capítulo de libro:

Abric, J. (2001). Las representaciones sociales: aspectos teóricos. *Prácticas sociales y representaciones* (25-41). Ediciones Coyoacán.

Artículo en revista arbitrada

Apellido, inicial del Nombre del autor (año). Título del artículo. *Nombre de la revista*, volumen o año, número.

Ejemplo de artículos en revista arbitrada impresa:

García J. y Colina, A. (2013). Mapas cognitivos: estrategia de enseñanza-aprendizaje en las ciencias sociales. *Perspectivas: Revista de Historia, Geografía, Arte y Cultura*, Año 1 N.º 1.

Ejemplo de artículo en revista arbitrada con DOI (Digital Object Identifier):

Ramírez, L. (2015). El cultivo del cacao venezolano a partir de Maruma. *Historia Caribe*. Vol. 10, N.º 27.
<https://doi.org/10.15648/hc.27.2015.3>

Ejemplo de artículo en revista arbitrada en línea sin DOI:

Castillo, L. y Borregales, Y. (2015). Más allá del pergamino: la pintura histórica y la caricatura política en el estudio historiográfico venezolano. *Procesos Históricos*. N.º 027, Año XIV.
<http://www.saber.ula.ve/bitstream/123456789/39640/1/articulo6.pdf>

Trabajos de grado/tesis inédita

Apellido, inicial del Nombre del autor (año). *Título del trabajo*. (Trabajo de grado/tesis de maestría/Tesis doctoral). Institución, Lugar.

Ejemplo de trabajo de grado/tesis inédita:

Lozano, E. (1999). *Casos de mercadeo en empresas colombianas*. (Trabajo de Grado). Pontificia Universidad Javeriana, Bogotá, Colombia.

Ejemplo de trabajo de grado/tesis inédita en línea:

Loaiza, M. (2015). *Casos de mercadeo y publicidad en empresas ecuatorianas*. (Tesis de Maestría). URL

Trabajos presentados en eventos científicos y/o conferencias

Apellido, inicial del Nombre del autor (mes, año). *Título del trabajo*. Trabajo presentado en <nombre de la conferencia> de <Institución organizadora>, lugar.

Instrucciones para los autores

Instructions for authors

Ejemplo de trabajos presentados en eventos científicos y/o conferencias:

García, J. y Durán, W. (mayo, 2013). *Empoderamiento comunal y gestión de riesgos en espacios comunales de la Costa Oriental del Lago de Maracaibo. Retos y propuestas*. Trabajo presentado en las Jornadas Riesgos Naturales y Educación de la Facultad de Humanidades y Educación de la Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela.

Artículo de periódico

Apellido, inicial del Nombre del autor (año, mes y día). Título del artículo. *Título del periódico*, página.

Ejemplo de artículo de periódico:

Soto, A. (2015, septiembre, 23). PNL logra cambios de conducta en 20 minutos. *Versión Final*, p. 14.

Ejemplo de artículo de periódico en línea:

Chirinos, P. (2015, septiembre, 22). Caminata por un corazón sano. *La Verdad*. <http://www.laverdad.com/zulia/105830-caminata-por-un-corazon-sano.html>

Constituciones

Título de la constitución [Const.]. (fecha de promulgación). número de ed. Editorial.

Ejemplo de constitución:

Constitución de la República Bolivariana de Venezuela [Const.]. (1999). 3^{ra} edición. Ex Libris.

Leyes

Organismo que la decreta. (día, mes y año). *Título de la ley*. DO o GO: [Diario o Gaceta oficial donde se encuentra]

Ejemplo de leyes:

Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela. (15 de agosto de 2009). *Ley Orgánica de Educación*. Gaceta Oficial N° 5.929 Extraordinaria.

Documentos en archivo

Nombre del archivo. *Sección en donde se ubica*. Libro o tomo. Legajo, Título o asunto del documento. Folio (s).

Ejemplo de documentos en archivo:

Archivo General de Indias. *Audiencia de Caracas*. Ayudas de costa. Legajo 943. N° 267. Informe de la contaduría general favorable a una petición de las Clarisas del Convento de Mérida de Maracaibo en el sentido de que se les diese de expolios del obispo Ramos de Lora lo necesario para hacer reparaciones. Madrid, 31 de marzo de 1796. ff.1r-2v.

Entrevistas

Nombre del entrevistado, realizada el día, mes año en Lugar (Lugar).

Ejemplo de entrevistas:

Humberto Chirinos, entrevista realizada el 07 de febrero de 2016 en el barrio Punto Fijo (Cabimas, Venezuela).

Páginas de internet

Apellido, inicial del Nombre del autor (año). Título de la entrada.

Ejemplo de página de Internet:

Ministerio del Poder Popular para la Educación (2014). Colección Bicentenario. http://www.me.gob.ve/sistemas/coleccion_bicentenario/index.php

Entrada de blog

Apellido, inicial del Nombre del autor (año). Título del post. [Entrada de blog].

Ejemplo de entrada de blog:

Moreno, D. (2014). Libro de trucos "Distribuciones basadas en Debian GNU/Linux". [La web del profesor Duglas Moreno]. <http://blogs.unellez.edu.ve/duglasmoreno/archives/85>

Podcast

Apellido, inicial del Nombre del productor. (día, mes y año). *Título del post* [Audio en podcast].

Ejemplo de Podcast:

Leto, J. (18 de enero de 2015). "Las Moscas" de Horacio Quiroga en *Noviembre Nocturno* [Audio en podcast]. http://www.ivoox.com/las-moscashoracio-quiroya-audiosmp3_rf_3967422_1.html

Instrucciones para los autores

Instructions for authors

Película

Apellido, inicial del Nombre del productor y Apellido, inicial del Nombre (director) (año). *Título de la película* [Película]. País de origen: Estudio.

Ejemplo de película:

Jácome, M. (Productora) y Arvelo, C. (director) (2007). *Cyrano Fernández* [Película]. Venezuela: Índigo Media.

Canción

Apellido, inicial del Nombre del escritor (año de copyright). *Título de la canción*. [Canción]. Lugar: Sello discográfico.

Ejemplo de audio:

Juanes. (2013). *La camisa negra* [Canción]. Universal Music Latino

Imagen (fotografía, pintura)

Apellido, inicial del Nombre del artista (Lugar, año). Título de la obra [Formato]. Lugar: Lugar donde está expuesta.

Ejemplo de imagen:

Kahlo, F. (1944). *La columna rota* [Pintura]. México: Museo Dolores Olmedo Patiño.

Imagen o video en línea

Apellido, inicial del Nombre (año). *Título o nombre de la imagen o video* [Archivo de video/imagen].

Ejemplo de video en línea:

Santos, D. (2012). *Apocalipsis ecológico* [Archivo de video]. <https://www.youtube.com/watch?v=JzAektg101M>

Twitter

Apellido, inicial de Nombre [@Usuario twitter] (Año, mes, día). Contenido del Tuit [Tuit].

Ejemplo de Twitter:

Santo-Domingo, J. [@teatromayor] (2015, enero, 19). Vangelis, compositor de las partituras originales de Blade Runner y Carros de fuego es autor de la música de Paisajes <http://bit.ly/luzcasalenvivo> [Tuit]. <https://twitter.com/teatromayor/status/557272037258186752>

Facebook

Apellido, inicial del Nombre [usuario en Facebook] (año, mes, día). *Contenido del post* [Estado de facebook] de (url)

Ejemplo de Facebook:

Hawking, S. [Stephenhawking] (2014, diciembre, 19). *Errol Morris' A Brief History of Time is a very respectful documentary, but upon a viewing last night, I discovered something profound and warming. The real star of the film is my own mother.* [Estado de Facebook] de <https://www.facebook.com/stephenhawking/posts/749460128474420>

Anexos: los anexos constituyen elementos complementarios del texto que refiera el lector a una parte del trabajo o fuera de él, con el propósito de ilustrar las ideas expuestas en el texto, ampliar o aclarar o complementar lo allí expresado. Los anexos son contabilizados como parte del número de páginas del escrito.

En el caso de figuras y cuadros, el autor podrá acompañar el original con las ilustraciones que estime necesarias. Las fotografías e ilustraciones deben ser enviadas en formato .jpg con un mínimo de 300 dpi de resolución. Las leyendas o pie de foto no deben hacer parte de las imágenes, por tanto, deben indicarse separadamente. Los anexos deberán estar numerados (Imagen 1, Ilustración 2, entre otros) y reseñados dentro del texto (Ver ilustración x). El fondo de los gráficos, tablas y cuadros deberán ser en blanco. Es responsabilidad del autor conseguir y entregar a la revista el permiso para la publicación de las imágenes que así lo requieran. Si bien se permiten los anexos a color, debe tomarse en cuenta que la revista en físico se imprime a escala de grises; en tanto que la versión electrónica aparece a color.

Observaciones en cuanto a redacción y estilo

- Las subdivisiones en el cuerpo del texto (capítulos, subcapítulos, entre otras) deben tener numeración arábiga, excepto la introducción, la conclusión y las referencias que no se numeran. Los subcapítulos se reseñarán en decimales (1.1, 1.2, 5.6,) en tanto que las subdivisiones de estos últimos deberán presentarse en letras consecutivas (a, b, c, d, sucesivamente).
- Los términos en latín, extranjerismos, así como títulos de obras científicas, artísticas y literarias deberán figurar en letra itálica o cursiva.
- La primera vez que se use una abreviatura, ésta deberá ir entre paréntesis después de la fórmula completa; sucesivamente se recurrirá únicamente a la abreviatura.
- El inicio de cada párrafo lleva sangría de 1 cm. La separación entre párrafos será de espaciado posterior en 6 puntos.
- Las notas de pie de página deberán aparecer en números arábigos.

Instrucciones para los autores

Instructions for authors

f. Si bien se permite el uso de las notas al pie de página, éstas tendrán un carácter explicativo y ampliatorio (si amerita el caso) de las ideas planteadas en el trabajo. No se aceptará el uso de pie de página para los datos de citas ni referencias, a excepción de referencias de documentos en archivos.

g. Los cuadros, gráficos, ilustraciones, fotografías, mapas y similares deben aparecer referenciados y explicados en el texto. Deben estar, asimismo, titulados, numerados e identificados secuencialmente y acompañados por sus respectivos pies de imagen y fuente(s), de la siguiente manera: Fuente: Apellido (s), año. Ej.: Fuente: Márquez, 2012.

h. Los cuadros, tablas, gráficos, ilustraciones y similares deben ser, preferentemente, de elaboración propia (salvo que el trabajo presentado implique el análisis de anexos de autoría externa). La inserción de los mismos debe estar plenamente justificada y guardar estricta relación con la temática y/o aspectos tratados en el trabajo presentado.

Para más detalles en cuanto a la aplicación de las normas APA, consulte: <https://normas-apa.org/>

Instructions for authors

General considerations regarding the presentation and sending of manuscripts

Researchers and the general public interested in publishing their work in *PetroRenova Indexed*, can access the journal's website (https://indexed.petrorenova.com/index.php/petrorenova_indexed/index) to register, consult the policies and regulations, as well as the respective formats. By means of the option submit an article, fill in the required fields and upload the manuscript. You may also send it through the e-mail address provided at (indexed.petrorenova@gmail.com). If you use this method, you must send the manuscript in the format intended for the type of publication.

PetroRenova Indexed provides open access to its publications, under Creative Commons (BY-NC-SA) Attribution 4.0 International License. In this sense, all publications that are available on the portal can be downloaded in pdf format free of charge.

With the manuscript of the proposed paper, a written communication, signed by the author or authors, addressed to the Editorial Board of the journal, authorizing the submission of the paper for evaluation and publication, should be sent to the above-mentioned e-mail address. This communication must state that the proposed work is original, unpublished and is not simultaneously undergoing evaluation and arbitration process in another journal.

From the moment the work is accepted and published, the author(s) accept(s) the assignment of copyright to *PetroRenova Indexed*, through a form that will be sent to them by the editorial team. The editorial team reserves the right to apply changes in style and form to the manuscript. *PetroRenova Indexed* may publish the article in physical or electronic formats, including the Internet, databases and other information systems linked to the journal. Authors may use the final version of their article in any repository, website or print.

It is important to clarify that the data of the author(s) should be sent in an attached document, both in Spanish and English, including surname, first name, address, telephone, e-mail, Orcid, academic titles, institutional affiliation with mention of the country, current positions, societies to which they belong, studies completed or in progress, and recent publications.

Presentation of the works

Papers must present an abstract of 150 words maximum and four (4) keywords. Both the abstract and the keywords must be in Spanish and English. Likewise, the title and subtitle of the paper should also be presented in the aforementioned languages. The length of the paper should be between fifteen (15) and thirty-five (35) pages. All papers should be submitted on a single-sided, single-sided, letter-type paper, with continuous numbering and margins of two (2.5) centimeters on all sides. It is recommended to use the format for submission of papers available in the journal's website.

The text should be presented with 1.5-line spacing, in Arial font, size 11, with 6 pts. spacing between paragraphs. For footnotes and table contents, the size will be Arial font size 9, single spaced.

Work evaluation

All papers will be evaluated under the double-blind mode by a Referee Committee, made up of three (3) members of the Scientific Committee and two (2) specialists of recognized prestige, selected by the Editorial Committee of the journal, whose identities will not be known. The evaluation criteria are as follows:

a. Formal or presentation criteria: 1) originality, pertinence and adequate length of the title, 2) clarity and coherence of the discourse, 3) adequate preparation of the abstract, 4) internal organization of the text, 5) all other criteria established in these rules.

Instrucciones para los autores

Instructions for authors

b. Content criteria: 1) evidenced knowledge domain, 2) scientific rigor, 3) theoretical and methodological basis, 4) actuality and relevance of the sources consulted and 5) contributions to existing knowledge.

Once received, the papers follow the following process, in an average time of 60 days: a) initially, receipt of the manuscript is acknowledged via e-mail; b) then, the Editorial Board performs a preliminary review (estimated time 10 days) to determine whether it complies with the Guidelines for the submission of papers; c) if it complies, it goes to arbitration (review of manuscripts, estimated time 20 days), a process in which qualified specialists evaluate the papers according to criteria of relevance, originality, contributions and scientific and academic rigor. The committee of referees will issue a verdict on the submitted work, which will consist of: (c-1) **Publishable**; (c-2) *Publishable with slight modifications*, involving those of form and style, with a view to adapting to the formal or presentation criteria of the journal; (c-3) **Publishable with substantial modifications**, involving those of substance and construction of the manuscript, with a view to adapting to the content criteria of the journal; c-4) **Not publishable**; d) if the work does not meet the minimum criteria present in these rules, the Editorial Committee will propose that it not be sent to the refereeing process; e) in any case, the editor of the journal will notify the author or authors, in writing, of the decision. In the event that the verdict of the referees differs one from the other (publishable/unpublishable), the article will be submitted to a new arbitration, until a unanimous decision is reached.

In case of a publishable decision with slight or substantial modifications, the author(s) will have a maximum of ten (10) days to send the modifications to the Editorial Committee at the following address: indexed.petrorenova@gmail.com If the author(s) do not send the corrections within the established period, it is assumed that the author(s) are not interested in not publishing their work. If the author or authors decide not to publish their work, they must submit a communication in which they make clear the non-publication of the material sent in the journal.

The reviewers do not use generative AI or AI-assisted technologies to perform the evaluation or decision-making process of a manuscript, since the critical thinking and original evaluation necessary for this work are beyond the scope of such technology and there is a risk that the technology may generate incorrect, incomplete or biased conclusions about the manuscript.

The responsibility for the refereeing process and the final decision to publish the articles lies with the Editorial Committee, in the person of its director.

Editorial process

The Editorial Board of *PetroRenova Indexed* reserves the final word on the publication of articles and the issue in which they will be published. The order of publication and the thematic orientation of each issue will be determined by the Editorial Committee, regardless of the order in which manuscripts have been received and refereed. Based on this, authors will be informed of the issue and the approximate dates of publication. During this process, the Editorial Committee reserves the right to make adjustments and changes to ensure the quality of the publication. Originals will not be returned.

The author should be ready to receive communications from the journal by e-mail. He/she must also provide information on the research that supports the article, certify that the article is his/her own work and that it respects the intellectual property rights of third parties, by sending the aforementioned communications.

Article body

Language: Articles must be presented and written in native language; If it is Spanish, the complete article is written in Spanish and both the summary and the keywords are translated into English. If it is English, the complete article is written in English and both the summary and the keywords are translated into Spanish. Authors who wish to expand the scope of international readers can send their works in Spanish, English and in their native language other than the two mentioned, this guarantees a greater number of readers.

Title: It should be short, explanatory and contain the essence of the work. This title must be provided in both Spanish and English. The following criteria are established for writing the title: a) clarity; b) brevity (between 10 and 15 words are suggested); c) specificity and d) originality.

Author(s): Indicate the full names and surnames, professional titles, the name of the institution where the work was carried out or the institution to which the author belongs, ORCID with information such as researcher, city and country. The maximum number of authors is four (4).

Summary: No more than one hundred and fifty (150) words, in Spanish and English, in a single paragraph with single spacing. If the work is presented in another language, the summary must be written in that same language, in Spanish and English. When writing the summary, the objective of the work, the methods used, results and conclusions are outlined. The following criteria are established for writing the summary: a) precise; b) complete; c) concise and d) specific.

Keywords: Four (4) keywords must be included in Spanish and English. These descriptor words facilitate the inclusion of the article in international databases. It is suggested to use the UNESCO thesaurus available at: <https://vocabularies.unesco.org/browser/thesaurus/es/>

Instrucciones para los autores

Instructions for authors

Sections and sub-sections: The works must be divided into introduction, theoretical foundations, methodology, results, analysis and discussion of the results, conclusion or final considerations and bibliographic references. In the development, the sub-sections must have Arabic numerals, being freely titled and divided by the author, seeking to maintain internal coherence of both discourse and theme.

Citation and reference standards

Appointments: The appointment will be made taking into account the standards of the **American Psychological Association (APA) in its 7th. updated edition** and applying the guidelines established in this section. In the text, the author-date and page number modality are used in the case of textual citations.

Textual citation: the author's words are reproduced exactly. If the citation is up to 40 words, it is incorporated into the text between double quotes, without italics. *Examples:*

1. Author last name (year) states that "text of citation" (page).
According to the results, Almarza (2020) states that "text of the citation" (p. 5).
2. "text of the citation" (author's last name, year, page).
"social classes are distinguished..." (Almarza, 2020, p. 3).

If the citation has more than 40 words, it is written separately from the text, in a block, indented 1 cm from the left margin, without quotation marks, without italics and with single spacing. At the end of the citation, the period is placed, followed by the author's last name, year and page number, in parentheses. *Examples:*

Consequently,

Citation text. (González, 2012, p. 4)

In the case of the narrative textual citation,

For his part, Alfonso (2012) states that

Citation text. (p.6)

Paraphrase-type citation: when the author's ideas are told, summarized or reorganized in their own words. *Examples:*

Interpreting the results, it could be stated, according to García (2021), that...

Interpreting the results, it could be stated that the growth rate.... (García, 2021).

Number of authors in the citations: in the case of the same author with works published in the same year, the following format is followed (García, 2008a, p. 12) or García (2008b, p. 24). If there are two or three authors, only the first surname of each one will be included, for example: According to Reyes and Díaz (2008, p. 90) or (Reyes, García and Díaz, 2008, p. 90). If there are more than three authors (García et al., 2022). Following the same criteria explained above for textual citations and paraphrases.

The *secondary appointments* They are used when a main source is referred to in the text. It can be cited in two ways:

In parentheses: (Original author's last name, date, as cited in Secondary author's last name, date)

Example: (Abreu, 2002, as cited in Romero, 2012)

In narrative form: Original author's last name (date, as cited in Secondary author's last name, date)

Example: Abreu (2002, as cited in Romero, 2012) states that not all narrative documents are easily accessible.

Citations of unpublished or printed works, as well as references to private communications and documents of limited dissemination, should be avoided, as far as possible, unless strictly necessary. In the case of documentary, electronic or other sources that, due to their nature, are unfeasible or complex for the adoption of the aforementioned author - date, you can resort to the one cited in the footer. In more specific cases, consult **APA standards in its 7th edition**.

In the case of documents in archives, authors can resort to the use of footnotes or **APA standards** to reference their content, as long as they maintain consistency in the citing style throughout the work. Regardless of the citing method for documents in archives.

References: Sources cited in the document must appear in the reference list and each entry in the reference list must have been cited in the text. References should go at the end of the article; they will be made taking into account the standards of the **American Psychological Association (APA) in its 7th. updated edition** and applying the guidelines established in this section. These may be bibliographic, newspaper, documentary, electronic, oral and others that have been used. They have four basic elements: author, publication date, title of the work and recovery source. They must be single-spaced with a French

Instrucciones para los autores

Instructions for authors

indentation of 1cm, with a spacing of 6 pts spaces between referenced works. The order of references is alphabetical by last name.

The different works by the same author will be organized chronologically, in ascending order and, if there are two or more works by the same author and year, the strict alphabetical order by title will be maintained. The authors are responsible for the fidelity of the references. If an author is cited more than once, the traditional line that replaced the surnames and names of the author or authors is not placed. This is explained because the electronic search engines of institutional repositories read words and the line does not have any alphabetical meaning.

The **APA version 7 standards** allow referencing up to 20 and more than 20 authors. In the case of up to 20 authors, the penultimate is separated from the last with the letter “y”. In the case of more than 20 authors, the first 19 are written, then ellipses, followed by the last author of the work. The examples presented below correspond to the **APA-2023 standards**.

Books

Last name, initial of the author's name (year). *Title of the work*. Publishing house or entity [should not have the word “publishing” unless it is part of the name of the publishing institution].

Example of a book with an author:

Vera, M. (2013). *Republican educational project and public instruction in Maracaibo (1830-1850)*. UNERMB Editorial Fund.

Briceño-Iragorry, M. (1997). *Message without destination*. Monte Ávila Editores.

Example of a book with two authors:

Acosta, N. and Arenas, O. (1999). *Latin America in the World*. Ediluz.

Example of a book with more than three authors:

González, P. et al. (1999). *Innovation is a topic to discuss in undeveloped countries*. Kopena.

Example of a book obtained from the web:

Royal Spanish Academy (2011). *New grammar of the Spanish language. Manual*. Espasa.
<http://www.revistas.unal.edu.co/index.php/psicologia/article/view/27899/43273>

Book chapters or part of a compilation

Last name, initial of the author's name (year). Chapter or section title. *Book title* (pages). House or publishing entity.

Book chapter example:

Abric, J. (2001). Social representations: theoretical aspects. *Social practices and representations* (25-41). Coyoacán Editions.

Article in refereed journal

Last name, initial of the author's name (year). Article title. *Name of the Journal*, volume or year, number.

Example of articles in a printed refereed Journal:

García J. and Colina, A. (2013). Cognitive maps: teaching-learning strategy in the social sciences. *Perspectives: Journal of History, Geography, Art and Culture*, Year 1 No. 1.

Example of an article in a peer-reviewed journal with DOI (Digital Object Identifier):

Ramírez, L. (2015). The cultivation of Venezuelan cocoa from Maruma. *Caribbean History*. Vol. 10, No. 27.
<https://doi.org/10.15648/hc.27.2015.3>

Example of an article in a peer-reviewed online journal without DOI:

Castillo, L. and Borregales, Y. (2015). Beyond the parchment: historical painting and political caricature in the Venezuelan historiographic study. *Historical Processes*. No. 027, Year XIV.
<http://www.saber.ula.ve/bitstream/123456789/39640/1/articulo6.pdf>

Unpublished degree works/thesis

Last name, initial of the author's name (year). *Job title*. (Degree work/master's thesis/doctoral thesis). Institution, Place.

Example of degree work/unpublished thesis:

Lozano, E. (1999). *Marketing cases in Colombian companies*. (Degree Work). Pontifical Javeriana University, Bogotá, Colombia.

Example of unpublished degree work/thesis online:

Loaiza, M. (2015). *Marketing and advertising cases in Ecuadorian companies*. (Master's Thesis).

Instrucciones para los autores

Instructions for authors

Works presented at scientific events and/or conferences

Last name, initial of the author's name (month, year). *Job title*. Paper presented at <conference name> of <organizing institution>, location.

Example of works presented at scientific events and/or conferences:

García, J. and Durán, W. (May, 2013). *Communal empowerment and risk management in communal spaces on the Eastern Coast of Lake Maracaibo. Challenges and proposals*. Work presented at the Natural Risks and Education Conference of the Faculty of Humanities and Education of the University of Zulia, Maracaibo, Venezuela.

Newspaper article

Last name, initial of the author's name (year, month and day). Article title. *Newspaper title*, page.

Example of a newspaper article:

Soto, A. (2015, September, 23). NLP achieves behavioral changes in 20 minutes. *Final Version*, p. 14.

Online newspaper article example:

Chirinos, P. (2015, September, 22). Walk for a healthy heart. *The truth*. <http://www.laVerdad.com/zulia/105830-caminata-por-un-corazon-sano.html>

Constitutions

Title of the constitution [Const.]. (date of promulgation). ed number Editorial.

Constitution example:

Constitution of the Bolivarian Republic of Venezuela [Const.]. (1999). 3rd Edition. Bookplate.

Laws

Body that decrees it. (day, month and year). *Title of the law*. DO or GO: [Official newspaper or Gazette where it is found]

Example of laws:

National Assembly of the Bolivarian Republic of Venezuela. (August 15, 2009). *Organic Law of Education*. Official Gazette No. 5,929 Extraordinary.

Documents on file

File name. *Section where it is located*. Book or volume. File, Title or subject of the document. Folio(s).

Example of documents on file:

General Archive of the Indies. *Caracas Hearing*. Coastal aid. File 943. No. 267. Report from the general accounting office favorable to a request from the Poor Clares of the Convent of Mérida in Maracaibo in the sense that they be given what was necessary to make repairs from the plunderings of Bishop Ramos de Lora. Madrid, March 31, 1796. ff. 1r-2v.

Interviews

Name of the interviewee, carried out on the day, month, year in (Place).

Example of interviews:

Humberto Chirinos, held on February 7, 2016 in the Punto Fijo neighborhood (Cabimas, Venezuela).

Internet pages

Last name, initial of the author's name (year). Entry title.

Example of Internet page:

Ministry of Popular Power for Education (2014). Bicentennial Collection. http://www.me.gob.ve/sistemas/coleccion_bicentenario/index.php

Blog post

Last name, initial of the author's name (year). Post title. [Blog entry].

Blog post example:

Moreno, D. (2014). "Distributions based on Debian GNU/Linux" cheat book. [Professor Duglas Moreno 's website]. <http://blogs.unellez.edu.ve/duglasmoreno/archives/85>

Podcast

Last name, initial of the producer's name. (day, month and year). *Post title* [Audio in podcast].

Instrucciones para los autores

Instructions for authors

Podcast Example:

Leto, J. (2015, January 18). "Las Moscas" by Horacio Quiroga in *Noviembre Nocturno* [Audio in podcast]. http://www.ivoox.com/las-moscashoracio-quiroga-audiosmp3_rf_3967422_1.html

Movie

Last name, initial of the producer's first name and last name, initial of the first name (director) (year). *Movie title* [Film]. Country of origin: Studio.

Movie example:

Jácome, M. (Producer) and Arvelo, C. (Director) (2007). *Cyrano Fernandez* [Film]. Venezuela: Indigo Media.

Song

Last name, first initial of the writer (copyright year). *Song title*. [Song]. Place: Record label.

Audio example:

Juanes. (2013). *The black shirt* [Song]. Universal Music Latino

Image (photography, painting)

Last name, initial of the artist's name (Place, year). Title of the work [Format]. Place: Place where it is exposed.

Image example:

Kahlo, F. (1944). *The Broken Column* [Painting]. Mexico: Dolores Olmedo Patiño Museum.

Image or video online

Last name, first initial (year). *Title or name of the image or video* [Video/Image File].

Online video example:

Santos, D. (2012). *Ecological apocalypse* [Video file]. <https://www.youtube.com/watch?v=JzAektg101M>

Twitter

Last name, first initial [@Twitter User] (Year, month, day). Content of the Tweet [Tweet].

Twitter example:

Santo-Domingo, J. [@Teatromayor] (2015, January, 19). Vangelis, composer of the original scores for *Blade Runner* and *Chariots of Fire*, is the author of the music for *Paisajes* <http://bit.ly/luzcasalenvivo> [Tweet]. <https://twitter.com/teatromayor/status/557272037258186752>

Facebook

Last name, first initial [Facebook user] (year, month, day). *Content of the post* [Facebook status] from Url.

Facebook example:

Hawking, S. [Stephenhawking] (2014, December, 19). *Errol Morris' A Brief History of Time is a very respectful documentary, but upon a viewing last night, I discovered something profound and warming. The real star of the film is my personal mother* [Facebook Status] from <https://www.facebook.com/stephenhawking/posts/749460128474420>

Annexes: Annexes constitute complementary elements of the text that the reader refers to a part of the work or outside of it, with the purpose of illustrating the ideas presented in the text, expanding or clarifying or complementing what is expressed therein. The annexes are counted as part of the number of pages of the document.

In the case of figures and tables, the author may accompany the original with the illustrations he deems necessary. Photographs and illustrations must be sent in .jpg with a minimum of 300 dpi resolution. Captions or captions should not be part of the images therefore; they should be indicated separately. The annexes must be numbered (Image 1, Illustration 2, among others) and outlined within the text (See illustration x). The background of graphs, tables and charts must be white. It is the author's responsibility to obtain and deliver to the Journal permission for the publication of images that require it. Although color annexes are allowed, it should be taken into account that the physical Journal is printed in gray scale; while the electronic version appears in color.

Observations regarding writing and style

- Subdivisions in the body of the text (chapters, subchapters, among others) must have Arabic numbering, except for the introduction and conclusion, which are not numbered. The subchapters will be outlined in decimals (1.1, 1.2, 5.6.) while the subdivisions of the latter must be presented in consecutive letters (a, b, c, d, successively).
- Latin terms, foreign words, as well as titles of scientific, artistic and literary works must appear in italics or italics.

Instrucciones para los autores

Instructions for authors

- c. The first time an abbreviation is used, it must be placed in parentheses after the complete formula; successively, only the abbreviation will be used.
- d. The beginning of each paragraph is indented 1 cm. The separation between paragraphs will be subsequently spaced at 6 points.
- e. Footnotes must appear in arabic numerals.
- f. Although the use of footnotes is permitted, they will have an explanatory and expanding nature (if warranted) of the ideas raised in the work. The use of footers for citation or reference data will not be accepted, except for references to documents in files.
- g. Charts, graphs, illustrations, photographs, maps and similar must be referenced and explained in the text. They must also be titled, numbered and identified sequentially and accompanied by their respective image captions and source(s), as follows: Source: Last name(s), year. Ex.: Source: Márquez, 2012.
- h. Charts, tables, graphs, illustrations and the like must preferably be of your own creation (unless the work presented involves the analysis of annexes of external authorship). Their insertion must be fully justified and strictly related to the theme and/or aspects discussed in the work presented.

For more details regarding the application of APA norms, see: <https://normas-apa.org/>



PetroRenova



Instituto Universitario Politécnico
"SANTIAGO MARIÑO"

PetroRenova

REVISTA CIENTÍFICA DE LA ENERGÍA

INDEXED

Inscrita oficialmente en:



**Esta revista electrónica es publicada en formato digital.
Editada por Petróleos & Renovables S.A., en alianza con
el Instituto Universitario Politécnico Santiago Mariño**