

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

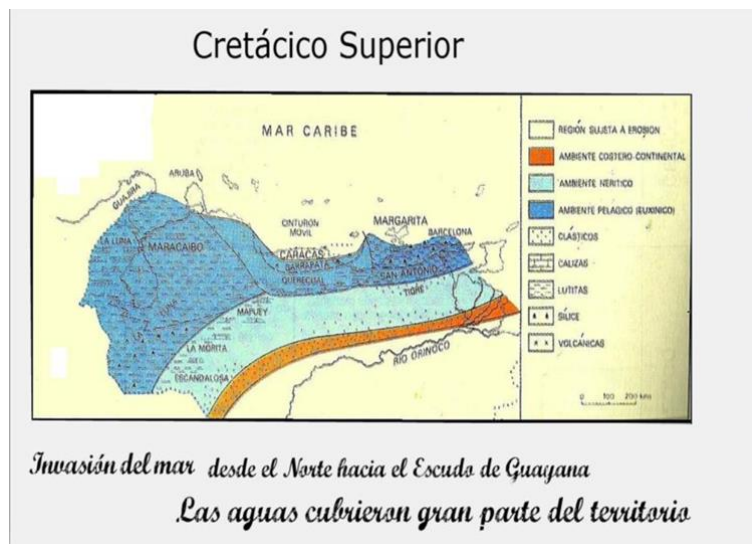


litio, directamente, de la salmuera mediante métodos como la absorción y el intercambio iónico, lo que reduce el impacto ambiental y la necesidad de grandes superficies.

b) Oportunidad exploratoria en la Cuenca de Maracaibo (campos maduros con altas tasas de agua y brinas más salinas). La literatura científica reporta para aguas de yacimientos del sureste de Maracaibo rangos de salinidad por edad/diagénesis de, aproximadamente, 4,8–61 g/L y la presencia de salmueras tipo Ca-Cl en segmentos más profundos/diagenéticos. [5]

En ausencia de datos públicos robustos de Li para Maracaibo, se propone un rango plausible por análogos internacionales (por ejemplo, sistemas Ca-Cl y brinas basinales profundas con Li en decenas a centenas mg/L), pero enfatizando en que se requiere confirmación analítica. De igual forma el área actual de Barinas y Apure vino a constituir parte de las provincias nerítica y costera de los mares cretácicos desde el Albiense hasta el Maestrichtiense por lo que pudieran observarse la presencia de salmueras tipo Ca-Cl en segmentos más profundos/diagenéticos como se puede observar en la Figura 1.

Figura1: Invasión del mar desde el Norte hacia el escudo de Guayana



Fuente: Trejo et al. (2023) [16]

En cuanto a su economía preliminar, el resultado es altamente sensible a: (i) concentración de Li; (ii) caudal disponible continuo; (iii) recuperación metalúrgica; (iv) costos energéticos/químicos; y (v) precio de $\text{Li}_2\text{CO}_3/\text{LiOH}$. La referencia del servicio geológico de los EEUU (USGS) indica que el precio promedio anual (contratos fijos, EE. UU.) de carbonato de

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).

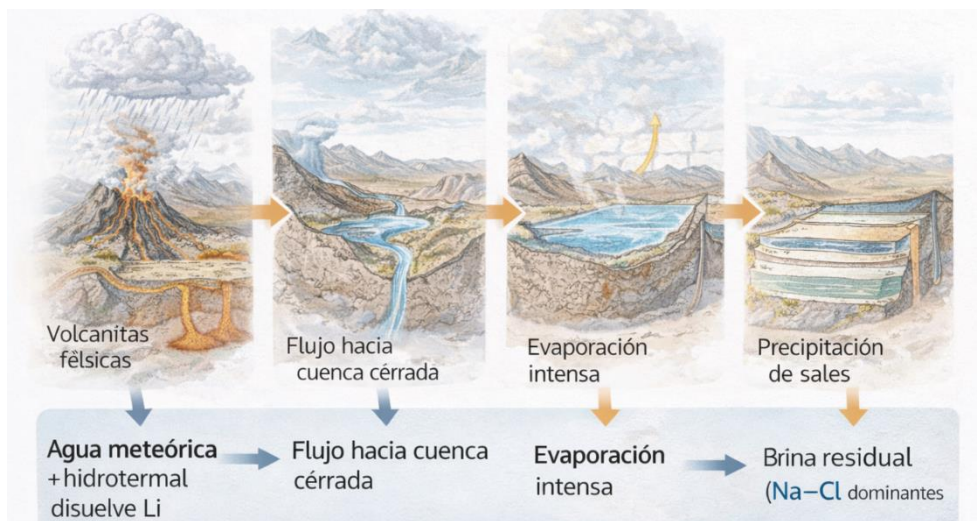
Las brinas ricas en litio se originan a partir de múltiples fuentes geológicas que liberan Li al sistema hidrogeoquímico. Como primera fuente se encuentra el Magmatismo y fluidos hidrotermales, que son magmas diferenciados (riolitas, granitos, pegmatitas) que liberan Li durante procesos tardíos de cristalización. 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

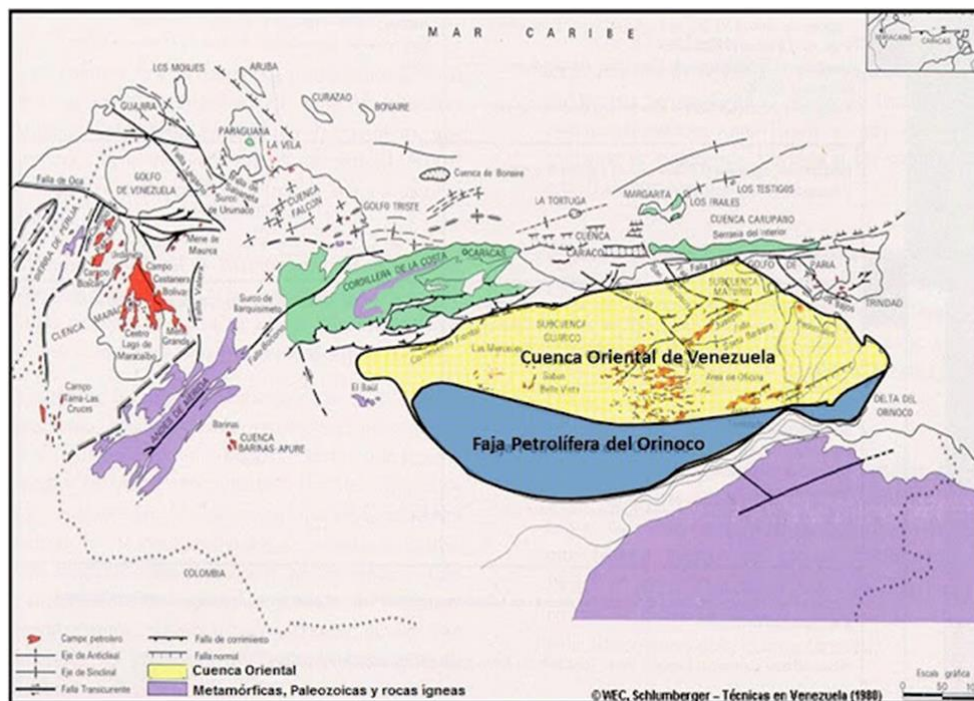
En literatura internacional sobre “*oilfield brines*”, los rangos de Li pueden variar de pocos mg/L a >100 mg/L, con casos excepcionales >300 mg/L en brinas altamente evolucionadas. [10] En proyectos comparables de recuperación de Li, se reportan (en evaluaciones preliminares) concentraciones como 74,6 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- HCO₃ 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

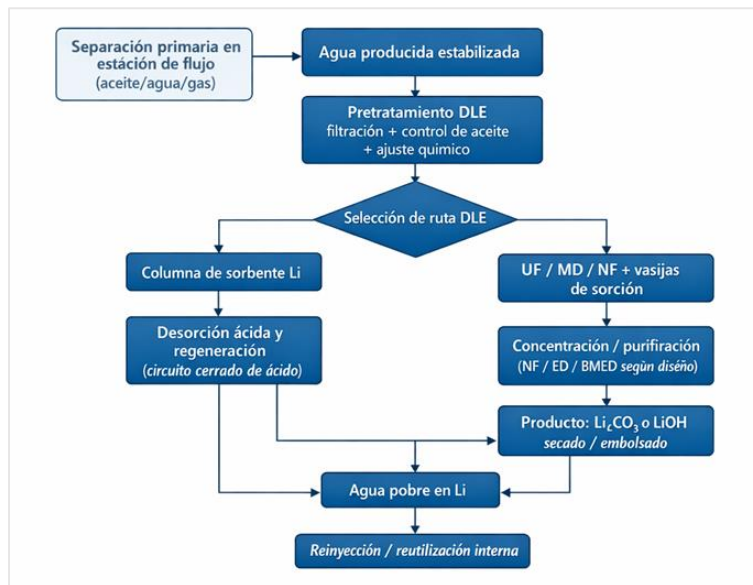
c) Conversión a producto comercial - Li_2CO_3 (precipitación carbonatada) o LiOH (vía electrodíálisis bipolar y/o conversión posterior), según mercado y cadena logística.

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 Petrocedeño, 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_revisio_n_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>