

Síntesis

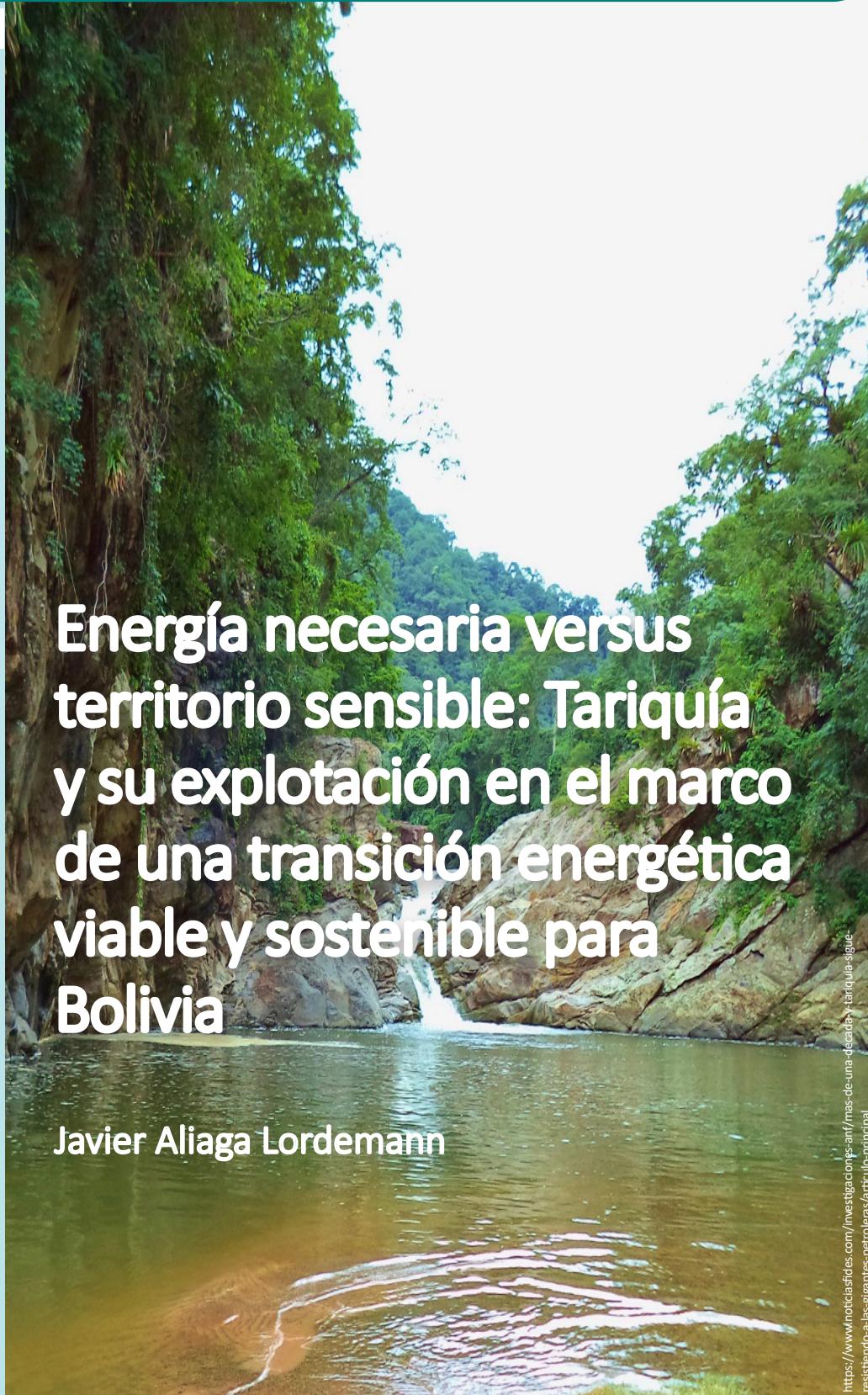


Boletín de análisis de la Fundación INESAD

N° 49- Enero- 2026

CONTENIDO

¿Qué es la Reserva Nacional de Tariquía?	2
¿Qué es el área de San Telmo?	3
¿Cuál es el alcance de las potenciales actividades en San Telmo?	3
Fase de exploración: ¿cuántos pozos y dónde?	4
Fase de explotación: huella real mucho mayor	4
Fase de transporte: los ductos suelen ser el impacto más subestimado	4
¿Qué sabemos y no sabemos sobre el pozo exploratorio de hidrocarburos DMO-X3?	5
¿Cuánto podría producir el pozo DMO-X3?	6
¿Cómo se monetizarían los recursos del pozo DMO-X3?	6
¿Qué priorizamos? La seguridad energética versus la consistencia temporal	9
¿Qué pasa con la sostenibilidad ambiental?	12
Medidas de prevención y de mitigación ambiental para DMO X3	15
Un Balance final	16



inesad

INSTITUTO DE ESTUDIOS AVANZADOS EN DESARROLLO



<https://www.facebook.com/watch/?v=288868200340773>

¿Qué es la reserva Nacional de Tariquía?

Tariquía no es una referencia geográfica abstracta, se trata de una Reserva Nacional de Flora y Fauna, creada mediante el Decreto Supremo Nº 22277, con una superficie aproximada de 246.870 hectáreas, ubicada en la provincia O'Connor del departamento de Tarija. En su interior habitan y utilizan históricamente el territorio comunidades campesinas y poblaciones rurales, organizadas en cantones y comunidades como San José de Chiquiacá, Salinas, Papachacra, Huacareta y otras, cuya presencia antecede a la creación del área protegida y está reconocida en los instrumentos de gestión del parque. Por lo que cualquier intervención en su interior o en su “zona de influencia” está sujet a un régimen ambiental reforzado, con obligaciones específicas de prevención, mitigación y control, así como al respeto de los derechos territoriales, de uso y de consulta de las poblaciones que allí viven, especialmente en lo referido a la protección de los recursos hídricos.

Este parque integra un mosaico de yungas, bosques montanos y bosques

secos interandinos, formando parte del sistema tucumano-boliviano, uno de los más biodiversos y a la vez más frágiles del sur del país. Este territorio no es solo un espacio ecológico, sino también un territorio vivido y manejado, donde las comunidades desarrollan prácticas productivas de subsistencia como agricultura familiar, ganadería extensiva de baja escala, recolección y aprovechamiento tradicional del bosque. Alberga más de 800 especies de flora, así como fauna emblemática y sensible a la fragmentación del hábitat, entre ellas el jaguar, el puma y el oso de anteojos. Esta riqueza biológica no es solo un valor de conservación, sino un indicador de la complejidad ecológica y socioambiental, y de la interdependencia entre suelo, agua, cobertura vegetal y sistemas de vida locales.

Es una zona estratégica de recarga hídrica, en cuyo territorio se originan ríos, quebradas y acuíferos que abastecen tanto a las comunidades que habitan dentro de la reserva como a poblaciones aguas abajo, sistemas de riego y

actividades agrícolas, y que contribuyen a la regulación hidrológica de la cuenca del Bermejo. El acceso al agua constituye un eje central de la seguridad alimentaria y territorial de estas poblaciones. La presencia de acuíferos poco profundos, estructuras geológicas fracturadas y pendientes pronunciadas incrementa la vulnerabilidad frente a intervenciones de alta intensidad, como la perforación profunda y la apertura de infraestructura asociada, cuyos efectos pueden comprometer fuentes de agua utilizadas de manera directa por las comunidades.

El riesgo no se limita a impactos directos o visibles, sino que incluye afectaciones acumulativas y de largo plazo sobre sistemas hídricos, servicios ecosistémicos y territorios comunitarios, cuyos costos sociales, ambientales y culturales suelen quedar fuera de los análisis económicos convencionales. Por ello, cualquier iniciativa hidrocarburífera en su entorno debe evaluarse no solo en términos de viabilidad técnica y rentabilidad, sino también desde una perspectiva de riesgo sistémico, legal,

social y territorial, coherente con los compromisos ambientales del país, los derechos de las poblaciones locales y el enfoque de transición energética justa.

¿Qué es el área de San Telmo?

San Telmo (o San Telmo Norte/Sur, según la denominación contractual)¹ no es un punto, sino un área contractual de exploración y explotación hidrocarburífera definida por el Estado boliviano mediante polígonos georreferenciados, que sufrieron varios ajustes durante los últimos años. En el caso de San Telmo, el punto crítico es que el polígono del área hidrocarburífera se superpone

1 A diferencia de la Reserva, los polígonos exactos de los bloques hidrocarburíferos (San Telmo Norte, San Telmo Sur, etc.) no están disponibles en texto abierto con coordenadas lat/long completas - se requiere que la autoridad competente transparente esta información-, solo se cuenta con referencias compartidas en notas periodísticas. Algunos análisis preliminares sugieren que existe una importante superposición del bloque San Telmo (junto con Churumas y Astillero) que podría comprometer una importante superficie de la Reserva.

parcial o tangencialmente con la Reserva Nacional de Flora y Fauna Tariquía², o queda inmediatamente adyacente a ella, dependiendo de la fuente cartográfica y del año del contrato. Esto implica que algunos prospectos o localizaciones potenciales de pozos podrían caer dentro de la reserva, aunque el primer pozo exploratorio se haya ubicado fuera. La discusión, por tanto, no es solo "dónde está un pozo", sino qué permite el área completa y su proyección futura (Véase, Figura 1).

Algunos prospectos o localizaciones potenciales de pozos podrían caer dentro de la reserva, aunque el primer pozo exploratorio se haya ubicado fuera. La discusión, por tanto, no es solo "dónde está un pozo", sino qué permite el área completa y su proyección futura.

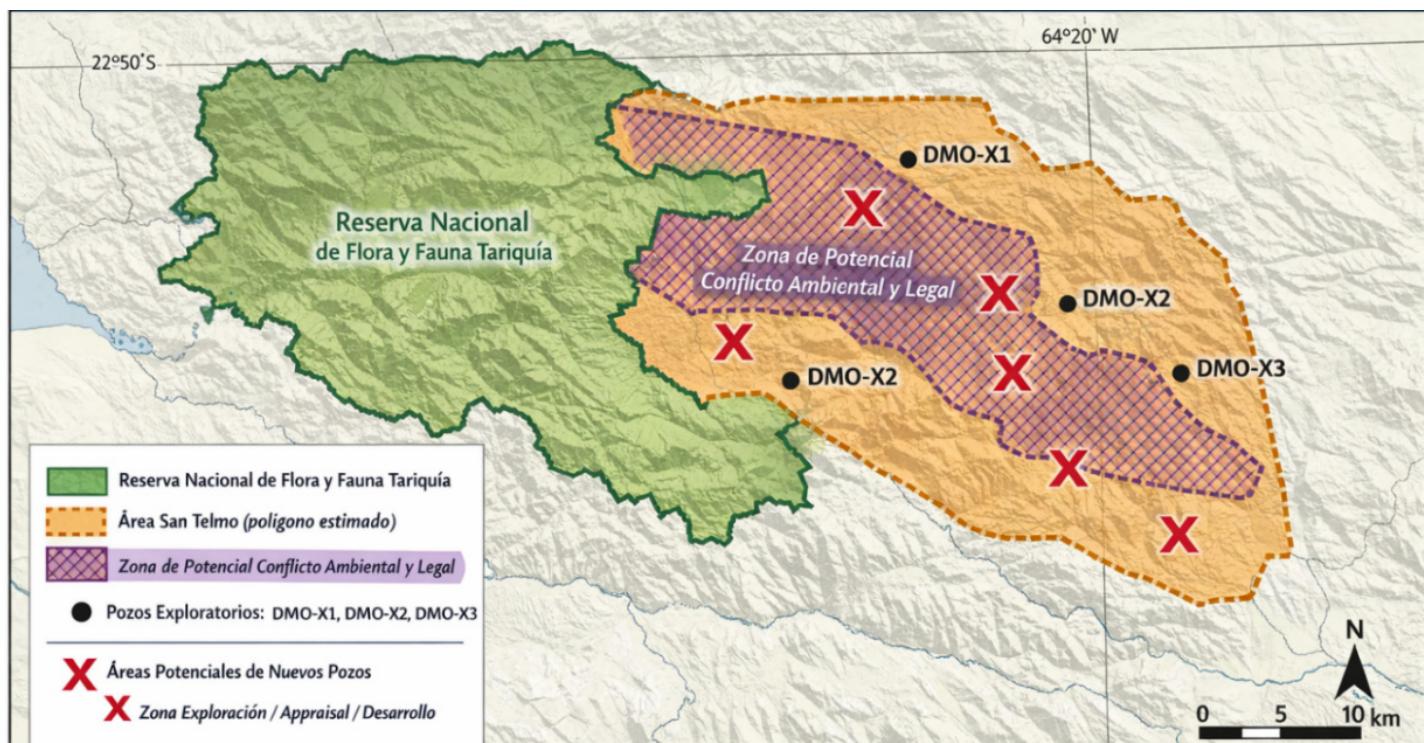
¿Cuál es el alcance de las potenciales actividades en San Telmo?

En este punto es particularmente relevante comprender con mayor precisión el alcance real y las distintas fases de desarrollo que pueden asumir las actividades hidrocarburíferas en el área de San Telmo. No se trata de

un escenario único ni inmediato de explotación intensiva, sino de un proceso gradual y condicionado, que puede extenderse en el tiempo y cuyo impacto varía significativamente según la etapa en la que se encuentre el proyecto.

2 Latitud: de -21.75° a -22.34° ; Longitud: de -64.61° a -64.09° . Superficie: Aproximadamente 246,600 ha según Decreto de creación y archivos digitales de SIG.

Figura 1. Reserva de Flora y Fauna Tariquía y Área San Telmo



Fuente: Información pública disponible (no disponible en versión oficial) y análisis geológico

Fase de exploración ¿Cuántos pozos y dónde?³

La exploración no se agota con un solo pozo, como puede ser el pozo DMO-X3. Técnicamente, un bloque como San Telmo suele requerir: (i) sísmica 2D/3D; (ii) 1–2 pozos exploratorios iniciales; (iii) pozos delimitadores (appraisal) si hay descubrimiento. Estos pozos adicionales no son opcionales, son necesarios para confirmar tamaño, continuidad y productividad del yacimiento. En un contexto geológico complejo como el subandino sur (pliegues, fallas, cabalgamientos), es común que los mejores objetivos estructurales no coincidan con el primer pozo. Por eso, la exploración muy probablemente va implicar más pozos, y algunos de esos

3 Zonas potenciales de nuevos pozos (exploración y explotación): (1) Zona Exploración Norte (cierres estructurales probables, continuidad de pliegues); (2) Zona Appraisal Central (delimitación del yacimiento si DMO-X3 es exitoso); (3) Zona Desarrollo Sur (posibles pozos de desarrollo si hay comercialidad).

objetivos podrían quedar dentro o muy cerca de la reserva, si el polígono del área lo permite.



Fase de explotación: huella real mucho mayor

Si la exploración tiene éxito, la fase de explotación multiplica los impactos. No se trata de un solo pozo: se requieren pozos de desarrollo, plataformas adicionales, caminos permanentes, líneas eléctricas, facilidades de separación, manejo de aguas de formación y residuos. Aunque se use perforación direccional para “alcanzar” el yacimiento desde fuera del parque, la huella superficial no desaparece y el riesgo sobre acuíferos, suelos y biodiversidad aumenta por la duración (20–30 años) y la intensidad de las operaciones. En un área ecológicamente sensible como Tariquía, el riesgo no es solo de derrames, sino de fragmentación de hábitats, presión humana inducida y afectación de cabeceras de cuenca.

Para reflexionar: Desde una perspectiva ambiental y de política energética autorizar exploración sin una evaluación ambiental estratégica de todo el bloque (no solo del pozo DMO-X3) equivale a decidir a ciegas sobre impactos acumulativos en uno de los sistemas hídricos y de biodiversidad más sensibles del sur de Bolivia.

Fase de transporte: los ductos suelen ser el impacto más subestimado

Incluso si los pozos se concentran fuera de la reserva, la evacuación del gas o petróleo exige ductos. Los gasoductos no siguen líneas “invisibles”: requieren franjas de servidumbre, desbroce, movimientos de suelo, cruces de ríos y mantenimiento permanente. En áreas montañosas y boscosas, los ductos suelen



ser el componente ambientalmente más disruptivo. Si el yacimiento está en San Telmo, es altamente probable que al menos un tramo de ducto cruce o borde la reserva, salvo que existan corredores previamente intervenidos (que en Tariquía son limitados).

¿Qué sabemos y no sabemos sobre el pozo exploratorio de hidrocarburos DMO-X3?

Con todo lo dicho hasta ahora, pongamos bajo un microscopio – de baja resolución, por cierto – que sabemos y que ignoramos del pozo exploratorio DMO-X3. La respuesta corta es que aún sabemos muy poco, porque es un descubrimiento prospectivo, al menos la sociedad civil no cuenta con tanta información, y esta situación puede generar mucha desinformación.

Lo interesante del pozo DMO-X3 es su potencial volumétrico (las estimaciones prospectivas son del orden de 2,2–2,8 TCF). Estos números son recursos prospectivos, no reservas probadas; se requieren más estudios (appraisal wells, pruebas de flujo y análisis PVT)⁴ para ser convertidos a reservas comercialmente explotables; es decir, que la conversión del potencial geológico a producción depende de múltiples factores técnicos y económicos.

En Bolivia, los yacimientos subandinos como el que representa DMO-X3 suele ser gas natural con fracción variable de condensados (NGLs). La composición

⁴ Appraisal Wells son pozos de evaluación perforados tras un descubrimiento para confirmar extensión y calidad del yacimiento; en DMO X3 sirven para validar que el hallazgo inicial tiene continuidad y volumen suficiente. Las pruebas de flujo son ensayos controlados de producción que miden caudal, presión y comportamiento del pozo; en DMO X3 permiten estimar la productividad real y las condiciones de operación. El análisis PVT corresponde a estudios de presión volumen temperatura sobre muestras de hidrocarburos; en DMO X3 definen propiedades físicas del gas y líquidos, base para convertir recursos descubiertos en reservas comercialmente explotables bajo normativa técnica y fiscalizable.

del gas define qué instalaciones/inversiones son necesarias. Por ejemplo, en un yacimiento subandino típico, la producción de gas suele venir acompañado de una fracción variable de líquidos (condensados y algunos no condensados). Si la composición es principalmente metano, bastará con instalaciones básicas de deshidratación y endulzamiento, lo que implica un gasto de capital (CAPEX) relativamente bajo y un capital de operativo (OPEX) reducido. En cambio, si el gas contiene un 10–15% de líquidos, se requieren unidades adicionales de recuperación de NGLs y estabilizadores, elevando la inversión inicial y los costos operativos. Esta diferencia en composición condiciona directamente las rutas de monetización: vender gas seco a la red, procesar y comercializar los líquidos como productos petroquímicos, o incluso reinjectar parte del gas para mejorar la recuperación del yacimiento.

Para definir con precisión estas decisiones es necesario un análisis PVT (presión-volumen-temperatura), que permite calcular el GOR (gas-oil ratio) y estimar cuántos barriles de líquidos se obtienen por cada millón de pies cúbicos de gas. Por ejemplo, un GOR alto con 5% de líquidos puede generar ingresos

En Bolivia, los yacimientos subandinos como el que representa DMO-X3 suele ser gas natural con fracción variable de condensados (NGLs).

adicionales de decenas de millones de dólares al año si el precio de los condensados es favorable. Así, el PVT convierte un recurso incierto en una reserva comercialmente explotable, porque da la base técnica para proyectar ingresos, justificar instalaciones más complejas y asegurar que la inversión en CAPEX (gastos de capital) y OPEX (gastos operativos) se traduzca en ganancias reales. El calendario⁵ estándar en Bolivia para pasar del descubrimiento prospectivo a la primera producción comercial suele ser de 3 a 5 años bajo condiciones administrativas normales;

⁵ La hoja de ruta típica es: (a) fase exploratoria y adquisición sísmica adicional, (b) appraisal drilling (2–4 pozos de delimitación), (c) pruebas de flujo de pozo sostenidas y análisis PVT, (d) diseño de campo (pad único o varios pads con múltiples pozos productores y pozos de inyección/completación), y (e) construcción de facilities de superficie y conexión a la red de transporte.



en presencia de tramitación o ajustes contractuales puede extenderse.

¿Cuánto podría producir el pozo DMO-X3?

Los perfiles de producción de un campo se modelan con curvas de declinación (exponencial, hiperbólica o doble-porción), que describen cómo disminuye la producción en el tiempo según permeabilidad, presión inicial y número de pozos. En el caso de un recurso prospectivo de 2,2–2,8 TCF, suponiendo una recuperación técnica entre 20% y 50%, los volúmenes recuperables se ubican entre 0,44 y 1,40 TCF. Esto equivale a entre 2,2 y 7 años de consumo interno real de gas (aprox. 0,2 TCF/año), o bien entre 1,1 y 3,5 años de consumo interno planificado (aprox. 0,4 TCF/año). En este ejemplo hipotético pero plausible (Véase, Tabla 1), se asumen tres escenarios de pico anual: alto (0,50 TCF/año), medio (0,35 TCF/año) y bajo (0,25 TCF/año).

¿Cómo se monetizarían los recursos del pozo DMO-X3?

La separación y monetización de líquidos es un componente importante del valor del proyecto. Técnicamente, si el gas es “húmedo”, se requiere planta de procesamiento (fraccionamiento o venta de condensados estabilizados). Un aumento del 5–15% en líquidos por volumen estándar puede incrementar los ingresos del proyecto de forma significativa. Sin pruebas de laboratorio es prudente modelar sensibilidad con 0%, 5% y 15% de líquidos en barriles equivalentes para estimar su impacto en los ingresos y las regalías. A su vez, los ingresos dependen del precio del gas y de la proporción que corresponde al Estado vía regalías e impuestos y de cuánto recurso se planea vender al mercado interno y cuánto se planea exportar.

En términos de instalaciones y flujo

El análisis financiero y de escenarios refuerza la necesidad de equilibrar explotación, asignación de recursos fiscales y estrategias de inversión para maximizar tanto la seguridad energética interna como la generación de divisas.

operativo, se podría requerir mucha inversión⁶ para este desarrollo. Además, el transporte puede ser condicionante, costoso y se requieren estudios sobre

6 Se podría requerir inversión para separadores de tres fases en campo, sistemas de deshidratación (TEG o desecantes según especificación), compresores para mantener entregabilidad a medida que la presión del yacimiento cae, unidades de sweetening si CO₂/H₂S exceden límites contractuales, skids de NGL recovery (cryogenic o turboexpander/expander) si el GOR/condensado justifica inversión, y almacenamiento/estabilización para condensados antes de su transporte. En muchos desarrollos, la inversión en compresión es crucial para sostener caudales a mediano plazo.

Tabla 1. Perfiles de producción proyectados DMO-X3

Escenario	Pico anual de producción (TCF/año)	Volumen recuperable (TCF)	Duración según consumo interno real (años)	Duración según consumo interno planificado (años)	Comentarios
Alto	0,5	1,4	7	3,5	Máxima producción sostenible en pico; rápido agotamiento del recurso.
Medio	0,35	0,92	4,6	2,3	Producción moderada; equilibrio entre explotación y duración del recurso.
Bajo	0,25	0,44	2,2	1,1	Producción conservadora; mayor duración relativa pero menor aporte al mercado/exportación.

Fuente: Elaboración propia con base en datos oficiales sobre las características del prospecto

Nota técnica: Los valores de “pico anual de producción” representan escenarios teóricos de explotación máxima – reservas/pico-consumo, y no deben interpretarse como tasas de producción reales ni sostenidas de un pozo. La experiencia operativa muestra que los campos gasíferos bolivianos producen a tasas menores. En la práctica, la producción efectiva de muchos campos y pozos se sitúa en rangos del orden de 1 millón de m³/día, o algunos pocos millones de m³/día en el caso de los campos mayores. A estas tasas reales de producción hay que sumar el agotamiento del volumen recuperable que ocurre en horizontes de tiempo más largos que los mostrados en la tabla.

corredores de conectividad. En el caso de Tariquía, cualquier desarrollo gasífero requeriría la construcción de un gasoducto de evacuación hacia infraestructura existente o centros de consumo. Existen trazos plausibles como la conexión hacia Tarija, con una distancia estimada de 90 a 130 km atravesando valles y serranía; hacia Villamontes, con un recorrido de 120 a 180 km descendiendo al Chaco; o hacia Yacuiba/San Antonio, con un tramo de 140 a 200 km que combina serranía y llanura. La selección del diámetro del ducto (entre 12 y 26 pulgadas) dependerá del perfil de producción y presión inicial, y cada ruta debe considerar pendientes, cruces de ríos y restricciones ambientales propias de la serranía y del área protegida.

En términos de costos, el CAPEX por kilómetro varía según el terreno: entre 1,0 y 1,8 millones de dólares por km en llanura o piedemonte, y entre 2,5 y 3,8 millones de dólares por km en zonas de serranía con obras especiales como puentes o túneles. Para un ducto mixto de unos 150 km, el costo promedio se ubicaría en torno a 330 millones de dólares, a lo que se debe añadir un 15–25% adicional por estaciones de compresión, válvulas y sistemas de medición, elevando el presupuesto total a unos 380–410 millones de dólares. A su vez los OPEX

incluyen costos de operación de pozos, mantenimiento de compresores, costos de tratamiento y transporte, y gastos de personal y logística (aprox. entre 5–15% del CAPEX) anualizado, dependiendo de la intensidad de operación. Estos costos afectan directamente la tasa interna de retorno y la viabilidad sin incentivos.

En la Tabla 2, se evalúa los potenciales ingresos, regalías, utilidad y renta (Mill. USD) para DMO-X3 con los respectivos perfiles de recuperación y bajo el régimen fiscal vigente.



Para reflexionar: El régimen fiscal vigente en el país se aplica de manera homogénea y ciega, sin distinguir entre campos, regiones o tipos de producción, lo que termina penalizando al sector hidrocarburos y generando distorsiones significativas. Proyectos con condiciones más adversas o riesgos mayores soportan la misma carga tributaria que operaciones en zonas consolidadas y de alta rentabilidad, desincentivando la exploración y la inversión. Para corregir estas limitaciones y viabilizar tanto proyectos marginales como nuevas iniciativas, se requieren esquemas fiscales diferenciados y flexibles, acompañados de incentivos temporales y deducciones

condicionadas de CAPEX que reduzcan el costo de capital, compartan riesgos y reflejen la diversidad real del sector.

Para este análisis se parte del supuesto que el recurso prospectivo es de 0,25–0,50 TCF, con fracciones de líquidos entre 0%, 5% y 15%, y precios internacionales de gas entre USD 3–4/Mcf (que pueden ser superiores). Se asume que los costos de operación (OPEX) representan entre 5–15% del CAPEX anual, mientras que los gastos de transporte y contribuciones locales son fijos. Las inversiones en CAPEX incluyen infraestructura de pozo, planta de procesamiento y gasoducto de evacuación hacia centros de consumo o exportación. Esta base permite modelar un flujo financiero indicativo, pero plausible.

En la tabla, se observa que a 0,5 TCF de producción y 0% líquidos, los ingresos totales alcanzan USD 1.825 millones, con una regalía de USD 200,8 millones y utilidad neta de USD 946,8 millones. La inclusión de líquidos entre 5–15% incrementa significativamente los ingresos, hasta USD 2.860 millones y utilidad neta de USD 1.555 millones, destacando el impacto económico de condensados. Para la producción moderada de 0,35 TCF y 15% líquidos, la utilidad neta llega a USD 1.070 millones,

Tabla 2. Ingresos, regalías, utilidad y renta proyectados para DMO-X3 (MUSD)

Prod. TCF	% Líquidos	Ingresos totales	Regalía (11%)	IDH (32% regalía)	TGN (Transporte)	Comp. local (1%)	Gastos operativos	CAPEX anual	Beneficios antes de impuestos	Impuesto (25%)	Utilidad neta	Ingreso por condensados
0,5	0%	1.825,00	200,8	64,3	200,0	18,3	62,0	81,5	1.262,40	315,6	946,8	897,2
	5%	2.143,10	235,7	75,4	200,0	21,4	62,0	81,5	1.541,10	385,3	1.155,80	1.106,10
	15%	2.860,80	314,7	100,7	200	28,6	62,0	81,5	2.073,90	518,5	1.555,40	1.505,80
0,35	0%	1.277,50	140,5	45,0	140,0	12,8	62,0	81,5	840,7	210,2	630,4	580,8
	5%	1.500,20	165,0	52,8	140,0	15,0	62,0	81,5	986,7	246,7	740,0	690,4
	15%	2.001,10	220,1	70,4	140,0	20,0	62,0	81,5	1.427,50	356,9	1.070,60	1.021,00
0,25	0%	912,5	100,4	32,1	100,0	9,1	62,0	81,5	619,5	154,9	464,6	415,0
	5%	1.800,02	117,9	37,7	100,0	10,7	62,0	81	1.250,12	172,5	517,5	467,9
	15%	1.429,20	157,2	50,3	100,0	14,3	62,0	81,5	1.014,20	253,5	760,6	711,0

Fuente: Elaboración propia con base a datos oficiales sobre las características del prospecto y marco legal



© Jocelyn Ouellet - www.jnomade.org

mientras que escenarios conservadores de 0,25 TCF reducen la utilidad a entre USD 464–760 millones, mostrando que el volumen y contenido de líquidos son críticos para la rentabilidad.

Si se considera un escenario de venta 100% al mercado interno, los ingresos se mantienen según la tabla, pero la presión fiscal puede ser mayor debido a impuestos locales, lo que reduce ligeramente la utilidad neta. En un escenario de 100% para exportación, el ingreso total puede aumentar si se venden a precios internacionales más altos que los locales, mejorando la utilidad neta; aunque el impacto de regalías permanece similar. La elección del destino (exportación versus consumo doméstico) influye directamente en la liquidez del proyecto y en su contribución a la seguridad energética versus generación de divisas.

Desde el punto de vista financiero, usando los flujos de caja de la tabla y los supuestos de inversión inicial y OPEX, se puede calcular un VAN (Valor Actual Neto) y una TIR (Tasa Interna de Retorno) aproximadas. Por ejemplo, para un proyecto de 0,5 TCF y 5–15% líquidos, con CAPEX total anualizado de USD 380–410 millones, la TIR puede situarse entre 18–25% y el VAN, descontando a un 10% anual, alrededor de USD 1.000–1.200 millones, indicando que el proyecto es financieramente viable bajo precios

actuales y condiciones de recuperación promedio del 30–50%.



Para reflexionar: *Si la monetización de líquidos puede aportar divisas inmediatas para estabilizar el tipo de cambio, pero en paralelo el país enfrentará en dos años una creciente necesidad de gas⁷ para generación eléctrica en un proceso de transición energética lenta y con riesgos de importar gas —qué debe priorizar Bolivia? ¿La obtención rápida de divisas vía exportación y venta de condensados, la seguridad energética y abastecimiento del mercado interno, o una planificación de largo plazo que desacople la generación eléctrica de la dependencia intensiva en gas?*

En síntesis, la tabla permite observar que ingresos totales ≠ utilidad neta ≠ renta petrolera. Los ingresos brutos muestran el valor comercial del recurso, las regalías representan la parte del Estado y la renta petrolera refleja la ganancia final de la empresa operadora después de todos los costos y tributos. Los resultados muestran que la explotación de DMO-X3

⁷ El país atraviesa una fase de declinación en la producción gas respecto a la década anterior; la producción diaria está en el rango aproximado de 27–40 MMm³/d (con consumos domésticos reportados en torno a 12–13 MMm³/d), lo que se traduce en un consumo interno anual estimado entre 0.37 y 0.41 TCF/año según las conversiones estándar.

puede ser rentable, especialmente si hay presencia de líquidos y acceso a mercados de exportación, pero la rentabilidad depende de volúmenes efectivos, precios internacionales y eficiencia operativa. El análisis financiero y de escenarios refuerza la necesidad de equilibrar explotación, asignación de recursos fiscales y estrategias de inversión para maximizar tanto la seguridad energética interna como la generación de divisas. Además, dependiendo de las condiciones de manejo/mitigación ambiental, la tecnología/costos de producción para preservar el medio ambiente pueden ser más altos que los asumidos en este ejercicio indicativo.



Para reflexionar: *Así como no se debe penalizar la producción hidrocarburífera con impuestos ciegos, tampoco se puede penalizar la transición energética: ambos procesos son estratégicos y complementarios para la seguridad y sostenibilidad del país. La inversión en el sector hidrocarburos no debería expulsar inversión en energías renovables, por eso una fracción de la renta extraordinaria generada por el conjunto de impuestos del sector debería destinarse a un Fondo de Transición Energética, con un diseño intertemporal progresivo que no afecte las inversiones del sector hidrocarburos. Este mecanismo permite evitar un bloque tecnológico (lock-in en gas), financiar proyectos renovables y de almacenamiento, y garantizar que la política fiscal acompañe de manera equilibrada tanto la producción tradicional como la transformación hacia un futuro energético más limpio.*

¿Qué priorizamos? La seguridad energética versus la consistencia temporal

La matriz eléctrica del país depende en más de un 70% del gas natural, cuyo precio para generación está subsidiado, lo que ha creado un incentivo artificial para mantener esta fuente como eje central del sistema. Sin embargo, las reservas probadas han caído significativamente, y la producción muestra una tendencia descendente que podría obligar al país a importar gas en un horizonte de unos dos años, reduciendo la autarquía energética.

En este contexto usar volúmenes adicionales provenientes de prospectos como DMO X3 para generación podría otorgar una seguridad energética moderada de corto plazo, muy necesaria, pero a un costo muy alto: se gastarían divisas en importaciones complementarias y se perpetuaría una estrategia que no es consistente intertemporalmente, ya que técnica y económicamente la generación eléctrica con gas no es la mejor solución frente a alternativas renovables más competitivas y sostenibles. Esta situación refleja un aislamiento tecnológico, donde la transición energética está capturada por las inversiones ya realizadas en infraestructura gasífera.

El Bloqueo Tecnológico (technological lock in) describe la trampa intertemporal, donde un sistema queda atrapado en una trayectoria tecnológica debido a las inversiones acumuladas, la infraestructura instalada y los incentivos regulatorios. En el caso boliviano, las plantas termoeléctricas, los contratos de suministro y la red de transporte de gas – muy necesarias - consolidan también un marco institucional que dificulta la diversificación y transición hacia fuentes renovables, incluso cuando estas resultan más eficientes y sostenibles. Este lock in genera una inconsistencia intertemporal: se sostiene una visión de matriz gasífera que no puede mantenerse en el tiempo, mientras se posterga la transición y se compromete la resiliencia del sistema energético.

El desarrollo de DMO X3, como nuevo prospecto hidrocarburífero, se presenta como una oportunidad para reforzar el abastecimiento interno. No obstante, su uso para generación eléctrica reproduce el lock in tecnológico y prolonga una política que erosiona la soberanía energética. Aunque puede aportar volúmenes adicionales, no garantiza autosuficiencia y, por el contrario, puede reforzar la necesidad de importaciones para cubrir la demanda interna. En términos intertemporales, apostar por DMO X3 para generación eléctrica

La transición no debe ser penalizada ni capturada por las inversiones pasadas en gas, sino fortalecida mediante políticas que reconozcan el rol limitado del gas como puente y aceleren la diversificación hacia renovables y almacenamiento.

significa dar continuidad a una estrategia que es técnicamente ineficiente y económicamente costosa, pues se destina un recurso valioso a un uso de bajo valor agregado, en lugar de priorizar exportaciones o aplicaciones industriales más estratégicas.

La insistencia en mantener la generación eléctrica con gas natural, incluso con nuevos prospectos, retraza la transición energética y perpetúa un modelo insostenible. La transición no debe ser penalizada ni capturada por las inversiones pasadas en gas, sino fortalecida mediante políticas que reconozcan el rol limitado del gas como puente y aceleren la diversificación hacia renovables y almacenamiento. Profundizar la transición energética es la única manera de evitar que el país quede



<https://ani.com.bo/petrobras-avanza-en-dmo-x3-mientras-tarquia-prepara-su-resistencia-ante-la-explosión-de>

atrapado en un lock in tecnológica que comprometa su seguridad y soberanía energética, y de asegurar consistencia intertemporal en la planificación.

Este marco de análisis se observa en la Tabla 3, donde se analiza la capacidad de DMO-X3 para permitir sostener la generación eléctrica en los próximos años sin acelerar posibles escenarios de importación de gas natural. En el escenario Alto, donde DMO-X3 alcanza un pico de producción de 0,50 TCF/año con un volumen recuperable de 1,40 TCF, el recurso podría cubrir casi la totalidad del déficit de gas que mantiene la matriz eléctrica del 70% gas. Esto implica que la participación de gas convencional cae significativamente para satisfacer la demanda de generación eléctrica doméstica. Sin embargo, la cobertura es temporal, limitada a aproximadamente 2,8 años si se consume al ritmo máximo anual. Esto ofrece un alivio significativo

frente al desabastecimiento inminente proyectado en dos años, aumentando la seguridad energética en el corto plazo, pero no proporciona una solución sostenible a mediano o largo plazo debido a la finitud del recurso y la rapidez con la que se agota si se consume al pico.

En el escenario Medio, con un pico anual de 0,35 TCF y volumen recuperable de 0,92 TCF, DMO-X3 reemplaza alrededor del 70% del déficit de gas, dejando 21 p.p. de la matriz aún dependiente de gas convencional. Esto significa que, aunque se reduce la presión inmediata sobre las reservas convencionales, la matriz sigue siendo vulnerable ante fluctuaciones de demanda o interrupciones en la producción. La duración del recurso al ritmo de pico es de aproximadamente 2,6 años, suficiente para ganar tiempo en planificación, pero insuficiente para garantizar autarquía energética completa o una transición estructural

hacia fuentes alternativas. La seguridad energética mejora, pero permanece parcial, reflejando la limitación de usar un recurso finito para reemplazar gas en una matriz intensiva en fósiles.

En el escenario Bajo, donde DMO-X3 produce solo 0,25 TCF/año con 0,44 TCF recuperables, el reemplazo de gas cubre únicamente el 50% del déficit, dejando 35 p.p. de la matriz todavía dependiente de gas convencional. La duración del recurso al ritmo de pico es aún menor, de alrededor de 1,76 años, lo que demuestra que este escenario ofrece un alivio limitado y temporal. La autarquía energética es mínima y la vulnerabilidad frente a desabastecimiento persiste, requiriendo importaciones o recortes de consumo si la demanda crece o si surgen imprevistos en la producción de gas. Esto ilustra cómo la capacidad de DMO-X3 de sustituir gas depende críticamente de su perfil de producción y volumen recuperable.

Tabla 3. Capacidad de generación eléctrica de DMO-X3

Escenario	Pico anual DMO-X3 (TCF/año)	Volumen recuperable (TCF)	% del déficit de gas que reemplaza (sobre 0,50 TCF/yr)	Gas convencional restante para generación (TCF/yr)	Participación restante de gas convencional (p.p. sobre 70%)	Años de sostenimiento al pico (rec/pico)
Alto	0.50	1.40	100.0 %	0.00	0.0 p.p. (del 70%)	2.8
Medio	0.35	0.92	70.0 %	0.15	21.0 p.p. (queda 21 de los 70)	2.63
Bajo	0.25	0.44	50.0 %	0.25	35.0 p.p. (queda 35 de los 70)	1.76

Fuente: Elaboración propia con base en datos oficiales sobre las características del prospecto e información oficial del sector eléctrico.

Nota: En la tabla, usamos p.p. para indicar cuánto de la participación original del gas en la matriz eléctrica queda después de que DMO-X3 reemplaza parte del déficit. Si DMO-X3 cubre la mitad del déficit de gas, la participación residual del gas convencional sería 35 p.p.



© Jocelyn Ouellet - www.jnomade.org

Los tres escenarios muestran un patrón similar: usar DMO-X3 para generación eléctrica prolonga la dependencia de gas y mantiene inversiones en infraestructura térmica de bajo valor agregado, reforzando el lock-in tecnológico. La construcción de gasoductos, plantas de tratamiento y plantas termoeléctricas requiere inversiones elevadas, y destinar estos recursos a generar electricidad doméstica en lugar de monetizar líquidos o exportar gas representa un uso subóptimo del recurso. La matriz se mantiene atrapada en una estrategia centrada en gas, retrasando la diversificación hacia energías renovables y almacenamiento, y generando inconsistencia intertemporal, porque los beneficios actuales se logran a costa de comprometer la sostenibilidad futura.

La estrategia de usar DMO-X3 para generación eléctrica reproduce el lock-in tecnológico de la matriz gasifera, perpetúa la dependencia de gas y retrasa la transición energética. Por ello, para maximizar beneficios y garantizar consistencia intertemporal, DMO-X3 debería gestionarse estratégicamente: priorizando la monetización de líquidos, destinando solo una fracción a generación doméstica y canalizando parte de la renta para invertir en renovables y almacenamiento, rompiendo gradualmente la dependencia del gas y fortaleciendo la resiliencia de la matriz eléctrica a largo plazo.



de compresión— que crean costos hundidos y dependencias institucionales, incentivando mantener el uso de gas durante décadas y reduciendo la prioridad y rentabilidad de proyectos renovables. Desde una perspectiva económica y técnica, este lock-in implica que cada unidad de gas utilizada en generación eléctrica desplaza la inversión que podría haberse destinado a alternativas de bajo carbono.

En Bolivia, este fenómeno se amplifica por precios regulados y subsidios al gas, que distorsionan señales de inversión. Por ejemplo, supongamos que la matriz eléctrica depende actualmente en un 70% de gas y el consumo eléctrico nacional requiere 0,2 TCF/año. Si DMO-X3 puede aportar un pico de 0,35 TCF/año, podría cubrir prácticamente el déficit de los próximos dos años. Sin embargo, este reemplazo temporal de gas convencional consolida la infraestructura térmica existente y dirige recursos financieros hacia su operación y mantenimiento. En paralelo, los proyectos renovables —como solar fotovoltaica a gran escala o parques eólicos no convencionales— enfrentan un costo de capital más alto y menor previsibilidad de ingresos si la generación con gas es prioritaria, reduciendo su competitividad y limitando la diversificación real hacia energías limpias.

La diversificación energética no necesariamente constituye un paso intermedio hacia la transición energética. En el caso del gas natural, aumentar su participación en la matriz eléctrica mediante nuevos hallazgos, como DMO-X3, puede mejorar la seguridad energética a corto plazo, pero no garantiza una reducción estructural de la dependencia fósil.

Para reflexionar: La diversificación energética no necesariamente constituye un paso intermedio hacia la transición energética . En el caso del gas natural, aumentar su participación en la matriz eléctrica mediante nuevos hallazgos, como DMO-X3, puede mejorar la seguridad energética a corto plazo, pero no garantiza una reducción estructural de la dependencia fósil.

Esto se debe al lock-in tecnológico, generado por inversiones en infraestructura de larga vida útil —plantas térmicas, gasoductos y sistemas

La diversificación energética — aparentemente positiva— no equivale a transición, sino que funciona como un “puente fósil” que prolonga la dependencia de gas, retrasando la adopción de energías renovables y consolidando un lock-in que puede perdurar décadas, especialmente si no se aplican incentivos fiscales, políticas de desactivación de infraestructura y mecanismos de financiamiento para alternativas limpias. Esta situación yo la llamo una Trampa de postergación.

¿Qué pasa con la sostenibilidad ambiental?

El proyecto Pozo Exploratorio DMO X3 es una iniciativa de Petrobras Bolivia (en contrato con YPFB) para investigar el potencial hidrocarburífero (especialmente gas) de la serranía de San Telmo Norte en Tarija, con perforación

estimada alrededor de los 3 600 m como objetivo técnico principal. Petrobras asegura que el proyecto cuenta con Licencia Ambiental otorgada en julio de 2025, con Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental (EEIA) aprobado y un proceso de consulta pública realizado en enero de 2025 en las comunidades de Entre Ríos y Saicán. La empresa afirma que el pozo está fuera de los límites de la Reserva Nacional de Flora y Fauna de Tariquía; sin embargo, persisten tensiones y protestas de comunidades y sectores ambientalistas que exigen mayor transparencia y la verificación de que las medidas de mitigación sean eficaces.

Para profundizar en la comprensión de la problemática ambiental de DMO X3, realizamos un análisis LEAP cualitativo. Este es un enfoque estructurado que permite evaluar los impactos de un

proyecto considerando su ubicación (Location), las variables ambientales a evaluar (Evaluation), la valoración de los impactos potenciales (Assessment) y la preparación de medidas de mitigación y seguimiento (Preparation). Este enfoque es particularmente aplicable al caso de DMO X3 porque la operación hidrocarburífera se encuentra cerca de ecosistemas sensibles y fuentes de agua, y aunque está fuera de la reserva estricta, los efectos indirectos de la infraestructura y la explotación pueden afectar la biodiversidad y los recursos hídricos.

El LEAP permite sistematizar los riesgos, cuantificar impactos y definir estrategias de mitigación verificables, asegurando que la gestión ambiental sea técnica, transparente y vinculante para la operación del proyecto (Véase, Tabla 4).

Tabla 4. Análisis LEAP para DMO-X3

Dimensión LEAP	Indicador ambiental	Línea base / condición	Resultado potencial cuantitativo o cualitativo	Riesgo significativo	Nota técnica
Location	Ecosistemas sensibles en zona de influencia	Presencia de hábitats naturales y biodiversidad terrestre	Área de influencia amplia > varias decenas de km ² con conectividad ecológica al cerro San Telmo	Medio-alto	Efectos indirectos por infraestructura secundaria
	Agua superficial y subterránea	Arroyos y acuíferos locales alimentan cuencas locales	Potencial impacto 100 % sensible a sedimentación y productos químicos si no hay control	Alto	Requiere monitoreo continuo
Evaluation	Fragmentación de hábitat	Fragmentación por accesos, campamentos y ductos	Pérdida de vegetación y reducción de corredores de fauna	Medio	fragmentación persistente
	Calidad del agua (turbidez, contaminantes)	Línea base natural (valor referencial)	Possible aumento de turbidez y presencia de hidrocarburos si hay derrames	Alto	Efluentes y escorrimiento requerirán tratamiento
Assessment	Emisiones GHG locales	Sin perforación activa	Incrementos por maquinaria pesada, compresores	Medio	Afecta GHG e ítems de calidad de aire
	Área con impacto directo (ha)	0 antes de obras	>10 ha por pads, caminos, tanques	Moderado-alto	Efecto físico directo
	Afectación indirecta fauna	Sin base alterada	Pérdida temporal de nichos reproductivos	Medio-alto	Impacto estocástico en especies
Preparation	Planes de mitigación y monitoreo	EEIA aprobado por la autoridad ambiental	Incluye planes básicos	Depende de fiscalización	Falta indicadores medibles específicos

Fuente: Elaboración propia con base en resultados LEAP

El análisis LEAP elaborado sugiere que, aunque Petrobras Bolivia ha obtenido y presentado una licencia ambiental y un estudio de impacto ambiental para DMO X3, los datos accesibles públicamente son insuficientes para cuantificar con precisión variables como áreas de biodiversidad impactadas, el volumen de agua superficial o subterránea afectado, y la magnitud de emisiones asociadas a la construcción y operación. Las dimensiones de Location y Evaluation muestran que el proyecto se ubica en una zona con presencia de ecosistemas frágiles y fuentes de agua locales; incluso si está “fuera” de la reserva estricta, la infraestructura secundaria (caminos, planchadas, campamentos) puede provocar efectos indirectos sobre corredores ecológicos, escurrimientos y calidad de agua, especialmente si la topografía facilita la llegada de sedimentos y químicos hacia cuencas de agua.

Profundizando los riesgos ambientales y relación con el agua: existen diversas vías de impacto —contaminación por derrames en superficie, manejo inadecuado de aguas producidas y lodos, y fallas de integridad en los revestimientos (casing/cement) que permiten la migración vertical de fluidos—; la protección real de acuíferos no depende solo de “una pared” superficial sino de capas geológicas confinantes (arcillas/lutitas) más de un buen diseño de pozo, cementación, monitoreo y manejo de residuos. Es decir, una capa geológica impermeable puede reducir la conexión vertical entre un yacimiento y un acuífero, pero no es garantía absoluta: fallos de pozo, fracturas naturales o trabajos en superficie (zanjas, pozas sin liner) pueden crear caminos de contaminación. Por eso la evidencia internacional insiste en controlar la integridad de pozo, monitorear aguas y tener planos de contingencia.

El desarrollo del DMO-X3 y posibles

nuevas perforaciones, exigirán (1) un estudio sísmico y técnico-económico riguroso que cuantifique probabilidad de éxito y reservas recuperables; (2) estudios hidrogeológicos y línea base independientes (calidad y trazadores) antes de cualquier obra; (3) evaluación ambiental estratégica y consulta efectiva con comunidades; (4) exigencia contractual de estándares de integridad de pozo, manejo de efluentes (no pozas sin liner), monitoreo continuo y fondos de garantía para remediación; y (5) ninguna actividad dentro del área protegida hasta que mapas, límites y mitigaciones estén verificados públicamente. Con estas condiciones, la perforación puede ser técnicamente defendible —pero sin ellas el riesgo para el agua, la biodiversidad y la licencia social hace que perforar más pozos sea imprudente.

En términos de Assessment y Preparation, la tabla refleja que el proceso ambiental incluye medidas y planes de mitigación (Programa de Prevención y Mitigación, Plan de Aplicación y Seguimiento Ambiental), pero estos deben evaluarse con criterios cuantitativos claros, con indicadores medibles de éxito y mecanismos de fiscalización robustos. El impacto potencial en los recursos hídricos y la biodiversidad solo puede considerarse controlado si existen líneas base detalladas, monitoreo continuo, y sanciones aplicables por incumplimiento de medidas, lo que en muchos casos depende de la efectiva participación pública y transparencia en la consulta y en la presentación de informes ambientales.

Finalmente, y lo más importante, es necesario tener una mirada de los potenciales impactos del desarrollo hidrocarburífero sobre la realidad de los pueblos originarios que habitan la zona. En la fase de exploración puede producir impactos inmediatos sobre medios de vida locales: pérdida de acceso a parcelas, disturbio de pastizales y cultivos de subsistencia, ruido y perturbación de

Petrobras Bolivia ha obtenido y presentado una licencia ambiental y un estudio de impacto ambiental para DMO X3, los datos accesibles públicamente son insuficientes para cuantificar con precisión variables como áreas de biodiversidad impactadas, el volumen de agua superficial o subterránea afectado, y la magnitud de emisiones asociadas a la construcción y operación.

fauna que disminuye recursos de caza/recolección, y riesgo de afectación de fuentes de agua que las comunidades usan para consumo y riego. En Tariquía y su zona de amortiguamiento existen decenas de comunidades campesinas e indígenas cuya economía y organización social dependen de la continuidad de esos recursos y de la integridad del paisaje; la alteración física y la incertidumbre sobre la seguridad del agua generan estrés social y pérdida de seguridad alimentaria. Estas dinámicas ya han sido motivo de movilización y demandas por parte de las comunidades y organizaciones locales.

Durante la explotación y la construcción de infraestructura permanente, los riesgos se vuelven más estructurales: llegada sostenida de trabajadores externos, presión sobre servicios básicos, mayor tráfico y emisiones, y la posibilidad de contaminación crónica por malos manejos de efluentes o fallas de pozo —todo lo cual tensiona gobernanza local y derechos territoriales. Además, la existencia de contratos, promesas de empleo y compensaciones puede fracturar consensos comunitarios y crear dependencias económicas que erosionan sistemas de gestión comunal tradicionales. En contextos como DMO-X3 esto ya provocó protestas, bloqueos y demandas de mayor transparencia sobre los procesos de consulta y mitigación.

El transporte de gas añade riesgos de corte y fragmentación de corredores ecológicos, puntos de riesgo para derrames y accidentes que afectan acuíferos y microcuenca, y apertura de accesos que facilitan actividades no deseadas (deforestación, caza comercial, extracción no regulada). Para comunidades que mantienen sitios sagrados o prácticas culturales ligadas a

lugares concretos, la pérdida de acceso o el cambio de paisaje puede implicar daños culturales irreversibles. La acumulación de impactos —más allá del efecto puntual de un pozo— es lo que suele erosionar de modo duradero la licencia social y la resiliencia comunitaria. Algunas recomendaciones para mejorar la gestión socioambiental durante el desarrollo de las actividades hidrocarburíferas son:

El transporte de gas añade riesgos de corte y fragmentación de corredores ecológicos, puntos de riesgo para derrames y accidentes que afectan acuíferos y microcuenca, y apertura de accesos que facilitan actividades no deseadas (deforestación, caza comercial, extracción no regulada).

Tabla 5. Recomendaciones para la gestión socioambiental

Eje crítico	Recomendación clave	Objetivo principal	Mecanismo de verificación
Derechos colectivos	Consulta previa, libre e informada vinculante antes de cada fase	Proteger derechos territoriales y evitar conflicto social	Actas públicas, resoluciones administrativas, consentimiento documentado
Agua y biodiversidad	Líneas base independientes y uso de trazadores	Prevenir y detectar contaminación de acuíferos y ecosistemas	Informes auditados, datos públicos, monitoreo con trazadores
Ordenamiento territorial	Zonas de exclusión y buffers socioambientales	Evitar impactos directos sobre comunidades, fuentes de agua y sitios culturales	Mapas oficiales georreferenciados, verificación en campo
Control ambiental	Monitoreo participativo con observadores comunitarios	Asegurar transparencia y control continuo de impactos	Informes periódicos, acceso a datos en tiempo real
Seguridad operativa	Estándares estrictos de integridad de pozo y residuos	Reducir riesgos de fugas y contaminación crónica	Auditorías externas, pruebas de integridad certificadas
Responsabilidad financiera	Garantías financieras para remediación y compensación	Evitar externalización de costos ambientales y sociales	Fideicomiso constituido, reglas claras de ejecución
Impactos indirectos	Plan de manejo de tránsito y accesos	Minimizar accidentes, erosión y degradación local	Registros de tránsito, monitoreo de polvo y caminos
Gestión de conflictos	Mecanismo independiente de quejas y mediación	Resolver daños de forma temprana y evitar escalamiento	Casos resueltos, plazos cumplidos, resoluciones vinculantes
Resiliencia comunitaria	Programas de medios de vida alternativos	Fortalecer seguridad hídrica y económica local	Indicadores socioeconómicos, evaluaciones participativas
Transparencia	Publicación proactiva de información ambiental	Fortalecer confianza pública y fiscalización social	Plataforma pública actualizada y accesible

Fuente: Elaboración propia con base en resultados LEAP



Medidas de prevención y de mitigación ambiental

Existen tecnologías y prácticas operativas que, aunque más costosas, previenen/reducen significativamente los riesgos ambientales, especialmente sobre agua y biodiversidad, y deben ser analizadas – entre otras opciones no mencionadas - en un diseño final de explotación, además de ser socializadas de manera amplia, transparente y suficiente y luego fiscalizadas rigurosamente por la autoridad competente y las comunidades locales.

- Diseño y construcción de plataformas y pads reducidos:** Reducir al mínimo la huella física de rig y pads - el rig es la máquina que perfora, mientras que el pad es el espacio físico preparado para instalar esa máquina y operar varios pozos de manera más eficiente - de perforación disminuye la fragmentación de hábitats y la remoción de vegetación. Esto puede lograrse con técnicas como pads multifuncionales que concentran operaciones en espacios más pequeños y con menor alteración del suelo.

- Sistemas de manejo de efluentes y control de sedimentos avanzados:** Implementar barreras físicas

—como diques de sedimento, zanjas de contención y geomembranas— alrededor de áreas de perforación para capturar agua de escorrentía y sedimentos antes de que lleguen a cursos hídricos.

- Tecnologías de perforación con reducción de químicos y control de fluidos:** Emplear fluidos de perforación menos tóxicos y técnicas de recirculación de lodos puede minimizar la carga de contaminantes que podrían filtrarse al suelo o agua superficial. Esto puede incluir la selección de aditivos biodegradables o de bajo impacto.

- Monitoreo en tiempo real de calidad del agua:** Integrar sensores in situ y tecnologías remotas para medir turbidez, pH, conductividad y presencia de hidrocarburos en puntos clave de cuencas que puedan verse afectados.

- Protección y restauración de corredores biológicos:** Proteger zonas de valor ecológico mediante exclusiones operacionales (no cruzar zonas críticas

con equipos pesados) y restauración ecológica post operación con especies nativas.

- Capas adicionales de fiscalización y consulta transparente:**

La implementación de estas medidas debe ser acompañada por auditorías ambientales independientes, participación de comunidades locales en seguimiento y evaluación, y mecanismos de sanción claros por incumplimiento.

Petrobras Bolivia ha obtenido y presentado una licencia ambiental y un estudio de impacto ambiental para DMO X3, los datos accesibles públicamente son insuficientes para cuantificar con precisión variables como áreas de biodiversidad impactadas, el volumen de agua superficial o subterránea afectada, y la magnitud de emisiones asociadas a la construcción y operación.

Un balance final

El prospecto DMO-X3 ofrece un potencial significativo de gas natural con volúmenes recuperables estimados entre 0,44 y 1,40 TCF, lo que podría aliviar temporalmente la presión sobre la matriz eléctrica dominada por gas (70% de la generación). Sin embargo, incluso en escenarios optimistas, la cobertura de la demanda doméstica sería limitada a 2–3 años de suministro, lo que evidencia que su explotación no constituye una solución estructural ni garantiza seguridad energética a largo plazo. La decisión sobre su uso debe balancear cuidadosamente beneficios energéticos y riesgos ambientales.

Desde la perspectiva ambiental, la zona de influencia de DMO-X3, aunque fuera de los límites estrictos de la Reserva Nacional de Tariquía, presenta riesgos altos: vulnerabilidad de acuíferos y quebradas a sedimentación y químicos, fragmentación de hábitats y afectación indirecta a fauna sensible. El análisis indica que, sin medidas de mitigación estrictas, la explotación podría generar impactos significativos sobre agua y biodiversidad, con efectos acumulativos de difícil reversión. Esto hace imprescindible un marco de supervisión riguroso y transparente.

En términos de política energética, usar DMO-X3 principalmente para generación eléctrica podría reproducir un aislamiento tecnológico: consolida infraestructura gasífera de larga vida, desplaza inversiones hacia proyectos fósiles y limita la competitividad de energías renovables. Así, la diversificación aparente se convierte en una trampa de postergación, retrasando la transición hacia un sistema energético más limpio y resiliente. La asignación estratégica de recursos y renta es clave para evitar este riesgo.

En síntesis, DMO-X3 puede aportar liquidez, respaldo a la matriz eléctrica y divisas, pero solo si se gestiona estratégicamente. La política debe equilibrar seguridad energética de corto plazo, conservación de ecosistemas críticos y aceleración de la transición energética. La explotación irresponsable podría ofrecer un alivio temporal, pero comprometería la sostenibilidad ambiental y energética del país, consolidando un modelo dependiente de gas que limita inversiones en renovables y almacenamiento.



<https://www.bolivia.org/reserva-nacional-de-flora-y-fauna-de-tariquia>

Investigador

Javier Aliaga Lordemann - Investigador Senior Asociado de INESAD (jaliaga@inesad.edu.bo).

Las opiniones expresadas en este documento pertenecen a los autores y no necesariamente reflejan la posición oficial de las instituciones auspiciadoras ni de la Fundación INESAD (Instituto de Estudios Avanzados en Desarrollo).

