

Situación y fomento de la inversión privada en la exploración y explotación de hidrocarburos en el Perú

👤 Preparado por: Lic. José Mantilla C
Para: Instituto VIDENZA

Contenido

Resumen ejecutivo	8
1. Introducción y objetivo del estudio	9
2. Antecedentes del sector	11
2.1. Panorama global del sector energético	12
2.2. Demanda energética en el Perú	13
2.3. La transición energética y su impacto en el sector hidrocarburos	15
3. Diagnóstico de la exploración y explotación de hidrocarburos	18
3.1. Fragmentación institucional y vacíos de gobernanza	19
3.2. Estancamiento exploratorio y agotamiento de reservas	20
3.3. Evolución reciente de la inversión en hidrocarburos	26
3.4. Desigualdad en la producción y dependencia del gas de Camisea	28
3.5. Atractivo deteriorado para la inversión privada	32
3.6. Estancamiento estructural: causas e impactos	33
4. Propuestas para el fortalecimiento del upstream de petróleo y gas en el Perú	35
4.1. Lineamientos de política energética de largo plazo	38
4.2. Reformas al marco legal y fiscal	41
4.3. Seguridad jurídica, institucionalidad y estabilidad	45
4.4. Promoción estatal efectiva y fortalecimiento de Perúpetro	47
4.5. Infraestructura crítica y eficiencia operativa	48
4.6. Tramitología, permisología y gestión socioambiental	49
4.7. Uso productivo del canon y cierre de brechas en zonas productoras	50
5. Conclusiones generales del estudio	53
6. Referencias	55
7. Anexos	59
7.1. Anexo 1: Definiciones del Petroleum Resources Management System (PRMS)	60
7.2. Anexo 2: Lotes en explotación, exploración y CET's	61
7.3. Anexo 3: Evolución histórica del petróleo y gas natural en el Perú	62
7.4. Anexo 4: Proyectos potenciales	73

Siglas y acrónimos

ANA	Autoridad Nacional del Agua
ANP	Áreas Naturales Protegidas
APP	Asociación público-privado
APS	Announced pledges scenario
Art.	Artículo
ATA	Abandonado, temporalmente aislado
BCF	Billón (americano) de pies cúbicos (10 ⁹ pies cúbicos)
BCM	Billón (americano) de metros cúbicos (10 ⁹ metros cúbicos)
CCUS	Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono.
CET	Convenio de Evaluación Técnica.
DGH	Dirección General de Hidrocarburos
DIA	Declaración de Impacto Ambiental
EIA	Estudio de Impacto Ambiental
EJ	Exajoules
FEPC	Fondo para la Estabilización de Precios de los Combustibles
FISE	Fondo de Inclusión Social Energético
FOCAM	Fondo de Desarrollo Socioeconómico de Camisea.
FODA	Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas
FONAFE	Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado.
FONAM	Fondo Nacional del Ambiente
GLP	Gas licuado de petróleo
GNL	Gas natural licuado
GNV	Gas natural vehicular
IEA	Agencia Internacional de Energía
IGV	Impuesto General a las Ventas.
IPC	International Petroleum Company
IR	Impuesto a la renta
IRR	Índice de Reposición de Reservas
LGN	Líquido de gas natural
LOH	Ley Orgánica de Hidrocarburos (Ley N.º 26221)
MBD	Mil barriles por día
MBOED	Mil barriles equivalentes de petróleo por día
MEF	Ministerio de Economía y Finanzas
MINAM	Ministerio del Ambiente
MINEM	Ministerio de Energía y Minas
MINCUL	Ministerio de Cultura
MIDAGRI	Ministerio de Desarrollo Agrario y Riego
MINDEF	Ministerio de Defensa
MMPC	Millones de pies cúbicos
MMPCD	Millones de pies cúbicos por día
MMB	Millones de barriles de petróleo
MMSTB	Millones de barriles de petróleo fiscalizado a condiciones estándar.
NZE	Net zero emission
OEFA	Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental
ONG	Organización no gubernamental
ONP	Oleoducto Norperuano
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo.
Osinergmin	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
PBI	Producto Bruto Interno
PCM	Presidencia del Consejo de Ministros
PPM	Partes por millón
PRMS	Petroleum Resources Management System
PRODUCE	Ministerio de la Producción
ProInversión	Agencia de Promoción de la Inversión Privada
PROFONANPE	Fondo de Promoción de las Áreas Naturales Protegidas



SENACE	Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles
SERFOR	Servicio Nacional Forestal y de Fauna Silvestre
SERNANP	Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas
STEPS	Stated policies scenarios
TCF	Trillón (americano) de pies cúbicos
TEA	Technical Evaluation Agreement (Acuerdo de Evaluación Técnica).
WTI	West Texas Intermediate

Índice de cuadros

Cuadro N° 1: Aportes del proyecto Camisea al país al 2024	16
Cuadro N° 2: Resumen de las reservas de petróleo, gas natural y líquidos del gas natural estimadas al 31 de diciembre del 2023	23
Cuadro N° 3: Resumen de recursos contingentes y prospectivos para el año 2023	23
Cuadro N° 4: Resumen comparativo de los tiempos de obtención de los permisos ambientales entre Colombia, Ecuador y Perú	25
Cuadro N° 5: Factores que limitan la inversión en exploración y explotación	33
Cuadro N° 6: Impactos del estancamiento del sector hidrocarburos	34
Cuadro N° 7: Prioridades estratégicas y propuestas relacionadas	37
Cuadro N° 8: Referencias del costo de regalías en países de la región	43
Cuadro N° 9: Mecanismos fiscales orientados a la inversión exploratoria	44
Cuadro N° 10: Hitos importantes de la historia del petróleo y gas natural en el Perú	64

Índice de recuadros

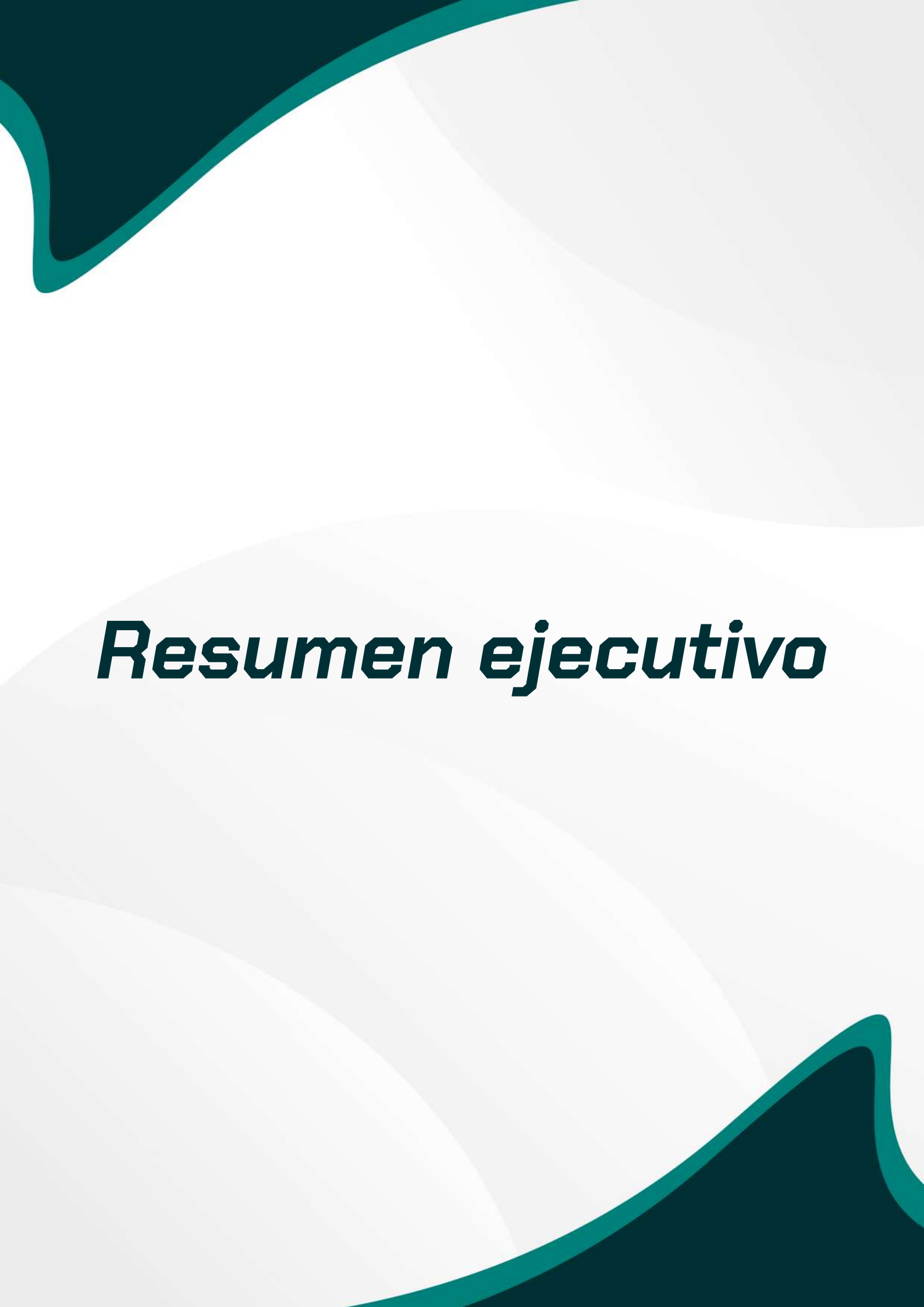
Recuadro N° 1: Cuenca del Marañón – Alto potencial, baja ejecución	25
Recuadro N° 2: El caso del Oleoducto Norperuano: cuello de botella para la producción en la Amazonía	28
Recuadro N° 3: Análisis FODA del sector hidrocarburos	38
Recuadro N° 4: Reactivación integral de la cuenca del Marañón	52

Índice de gráficos

Gráfico N° 1: Demanda global de energías por escenario, 1950 - 2050	12
Gráfico N° 2: Demanda de gas natural por sector y escenario, 2000 - 2050, 2023 - 2050	13
Gráfico N° 3: Demanda de combustibles líquidos, 2009 - 2024	14
Gráfico N° 4: Producción de hidrocarburos equivalente de petróleo, 1994 - 2024	15
Gráfico N° 5: Actividad de perforación de pozos exploratorios, 1994 - 2024	20
Gráfico N° 6: Actividad de perforación de pozos exploratorios en Perú, 1994 - 2024	21
Gráfico N° 7: Actividad de perforación de pozos exploratorios en Ecuador, 1994 - 2024	21
Gráfico N° 8: Actividad de perforación de pozos exploratorios en Colombia, 2004 - 2024	22
Gráfico N° 9: Reservas probadas de petróleo, LGN y gas natural, 2017 - 2024	24
Gráfico N° 10: Evolución de reservas y recursos de petróleo y gas natural	24
Gráfico N° 11: Inversión en exploración y explotación, 2014 - 2024	26
Gráfico N° 12: Contratos de exploración y explotación, 2014 - 2024	27
Gráfico N° 13: Producción de petróleo, 2014 - 2024	28
Gráfico N° 14: Producción de petróleo y referencia WTI, 2014 - 2023	29
Gráfico N° 15: Producción de gas natural, 2014 - 2024	29
Gráfico N° 16: Producción de líquidos de gas natural, 2014 - 2024	30

Índice de ilustraciones

Ilustración N° 1: Usuarios habilitados por concesión	31
Ilustración N° 2: Oleoducto Norperuano	62
Ilustración N° 3: Potencial del tren regional gasífero Camisea - Madre de Dios	73
Ilustración N° 4: Plan de actividades a realizar	74
Ilustración N° 5: Proyecto Andarko: Pronóstico de producción y aporte a la economía de la región La Libertad	75
Ilustración N° 6: Mapa de áreas y lotes offshore noroeste	77
Ilustración N° 7: Ubicación del Lote 58	78



Resumen ejecutivo

Resumen ejecutivo

El presente informe de política energética realiza un diagnóstico integral sobre el estado actual de la inversión privada en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el Perú, poniendo especial énfasis en el desarrollo del gas natural. El análisis identifica los principales factores que restringen dicha inversión y desmitifica ciertas percepciones erróneas sobre su aprovechamiento.

Asimismo, plantea un conjunto de medidas y propuestas priorizadas para su implementación en el corto y mediano plazo, destacando como punto de partida aquellas vinculadas al liderazgo en la gestión ejecutiva y a la adopción de reformas legislativas. El objetivo es reactivar y dinamizar el sector, fortalecer su competitividad y facilitar una transición energética equilibrada y sostenible.

El informe establece que la caída sostenida en la inversión exploratoria, especialmente en gas natural, se debe a un marco regulatorio desfasado, poca predictibilidad contractual, sobrecarga de trámites, e insuficiente articulación institucional. También se identifican retos sociales y ambientales no gestionados de manera preventiva.

La hoja de ruta propuesta propone: Actualización de Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH), nueva política energética nacional, incentivos fiscales y financieros para la exploración y reinversión, fortalecimiento institucional de Perúpetro, estrategias para mejorar la licencia social y la gestión ambiental, promoción internacional y portafolios atractivos, una visión articulada del Estado para la seguridad energética, entre otros temas relevantes para la reactivación del sector.





Introducción y objetivo del estudio

01. Introducción y objetivo del estudio

El sector hidrocarburos en el Perú ha sido históricamente un pilar para el desarrollo energético y fiscal del país. No obstante, en las últimas décadas, la inversión privada en actividades de exploración y explotación ha mostrado una marcada tendencia a la baja, sobre todo en lo referido al gas natural. Esta situación amenaza la seguridad energética, limita la industrialización y reduce los ingresos fiscales, en particular para regiones productoras.

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA), la transición energética constituye un proceso de transformación estructural del sistema energético global, orientado a sustituir progresivamente la dependencia de combustibles fósiles por fuentes de energía con bajas o nulas emisiones de carbono, como las energías renovables. Esta transformación tiene como objetivo mitigar de forma significativa las emisiones de gases de efecto invernadero, principales responsables del cambio climático.

Es importante destacar que esta transición no se producirá por el agotamiento de los recursos fósiles, sino porque las tecnologías limpias se están volviendo cada vez más competitivas, eficientes y escalables.

Tal como lo plantea Daniel Lacalle en su obra *La madre de todas las batallas*, las grandes transiciones en la historia de la humanidad no han ocurrido por escasez de recursos, sino por avances tecnológicos. Así como la Edad de Piedra no concluyó por la falta de piedras, sino por la irrupción de nuevas herramientas y materiales, el sistema energético actual evolucionará hacia nuevas fuentes impulsado por la innovación.

En este contexto, el Perú ha asumido compromisos internacionales, como los establecidos en el Acuerdo de París, que plantean una reducción del 40% de emisiones para el año 2030. No obstante, incluso bajo los escenarios más exigentes de descarbonización, tanto el petróleo como, especialmente, el gas natural seguirá desempeñando un rol relevante dentro del portafolio energético global hasta, al menos, mediados del siglo, Net Zero 2050.

Por ello, es fundamental poner en valor los recursos hidrocarbúricos aún no desarrollados, en particular aquellos que representan una alternativa más limpia y accesible como el gas natural.

La transición energética debe ser progresiva, inclusiva y contextualizada, considerando las particularidades de cada país. Factores como la disponibilidad de recursos naturales, el nivel de desarrollo económico, las necesidades sociales básicas y el marco normativo deben ser cuidadosamente evaluados al diseñar políticas públicas en esta materia.

Para el sector upstream de petróleo y gas en el Perú, esta transición representa una oportunidad estratégica para evolucionar hacia un modelo más sostenible y resiliente.

Implica la responsabilidad de aprovechar los recursos con que cuenta el país para asegurar el acceso equitativo a la energía, impulsar el crecimiento económico, fortalecer la seguridad energética y contribuir a la sostenibilidad ambiental. Todo ello debe estar orientado al bienestar de los más de 33 millones de peruanos.

Dado el potencial energético del Perú, y en particular la relevancia del gas natural como recurso limpio, competitivo y versátil resulta imperativo intensificar las actividades de exploración y producción, especialmente en zonas aún no desarrolladas. El gas natural, junto con el gas licuado de petróleo (GLP) y la generación eléctrica basada en tecnologías eficientes, tienen la capacidad de llegar a todo el territorio nacional, contribuyendo al cierre de brechas energéticas. Este desarrollo, sin embargo, debe enmarcarse en los más altos estándares de seguridad operativa, sostenibilidad y responsabilidad ambiental.

Este estudio tiene por objetivo proponer una hoja de ruta para revertir esa tendencia, basada en un diagnóstico riguroso de la situación actual, los factores que limitan la inversión y las oportunidades que ofrece una transición energética equilibrada.

Asimismo, este informe recoge información valiosa de diversas publicaciones especializadas, así como la opinión de diversos expertos del sector.



Antecedentes del sector

02. Antecedentes del sector

El sector hidrocarburos ha desempeñado un rol central en el desarrollo económico y energético del Perú durante más de un siglo. Comprender su evolución histórica, sus aportes al país y los retos estructurales que enfrenta, requiere examinar no solo su trayectoria interna, sino también los cambios en el contexto energético global. Esta sección ofrece un panorama contextual que sienta las bases para el diagnóstico técnico posterior, abordando la historia del petróleo y gas, la dinámica del mercado energético, el papel del gas natural como recurso estratégico y los desafíos que impone la transición energética.

2.1. Panorama global del sector energético

La evolución de la demanda energética a nivel mundial refleja una dinámica dual: mientras las economías avanzadas avanzan en la transición hacia fuentes limpias, las economías emergentes siguen incrementando su consumo total de energía, impulsadas por factores estructurales como el crecimiento demográfico, la industrialización y la expansión urbana.

2.1.1. Demanda global de energía

Durante la última década, la proporción de combustibles fósiles en el balance energético mundial descendió levemente, pasando de 82 % en 2013 a 80 % en 2023. En ese mismo periodo, la demanda total de energía creció 15 %, y aproximadamente el 40 % de ese incremento fue cubierto por fuentes consideradas limpias, como energías renovables, energía nuclear, combustibles de bajas emisiones y

tecnologías emergentes como la captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS).

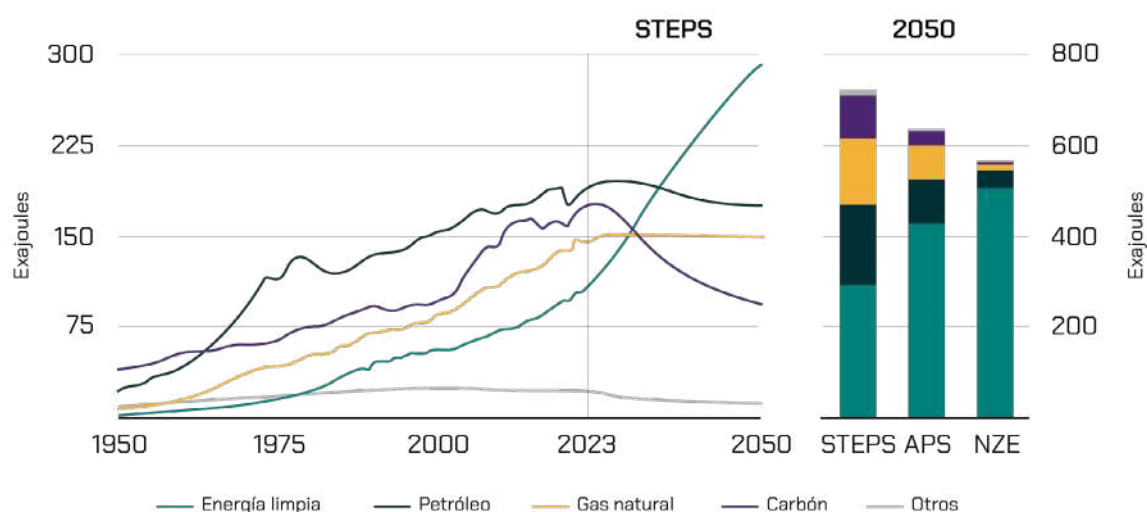
Las economías avanzadas experimentaron una contracción media anual de -0.5 % en su demanda energética. En ellas, el consumo de petróleo alcanzó su pico en 2005, el uso del carbón muestra una reducción sostenida desde 2008 y el crecimiento del gas natural se ha estancado. En paralelo, la energía nuclear ha perdido participación —cayendo medio punto porcentual por año—, mientras que las renovables avanzaron a un ritmo constante de 3 % anual desde 2013.

Por el contrario, las economías en desarrollo, que albergan cerca del 85 % de la población mundial, registraron un crecimiento energético anual de 2.6 % entre 2013 y 2023 (World Energy Outlook, 2024). Este aumento estuvo vinculado a:

- Un crecimiento demográfico de más de 720 millones de personas.
- Una expansión del producto bruto interno (PBI) del 50 %
- Un incremento del 40 % en la actividad industrial.
- Un aumento en 40,000 km² de áreas edificadas.

Esta rápida expansión impone desafíos importantes a la transición energética, ya que las tecnologías limpias aún enfrentan barreras de costo, escala e infraestructura frente a los combustibles fósiles.

Gráfico N° 1: Demanda global de energías por escenario, 1950 - 2050



1. STEPS = Escenario de Políticas Declaradas; APS = Escenario de Compromisos Anunciados; NZE = Escenario de Cero Emisiones Netas al 2050.
2. Energía limpia incluye renovables, bioenergía moderna, nuclear, combustibles fósiles con captura de emisiones, hidrógeno de bajas emisiones y combustibles a base de hidrógeno.

Fuente: World Energy Outlook 2024.

2.1.2. Demanda global de gas natural

Desde el inicio de la guerra en Ucrania, los mercados globales de gas han enfrentado una reconfiguración significativa. Las exportaciones rusas cayeron de 250 a 130 billones americanos de metros cúbicos (BCM) entre 2021 y 2023, mientras que la Unión Europea redujo su demanda en 20% y diversificó su provisión, destacando Estados Unidos como nuevo proveedor clave mediante exportaciones de gas natural licuado (GNL).

En 2023, la demanda global de gas creció modestamente (+0.5 %). Aunque el consumo disminuyó en Europa y otras economías avanzadas, fue compensado por un aumento en China y Medio Oriente. A futuro, la demanda muestra trayectorias divergentes según el escenario de transición:

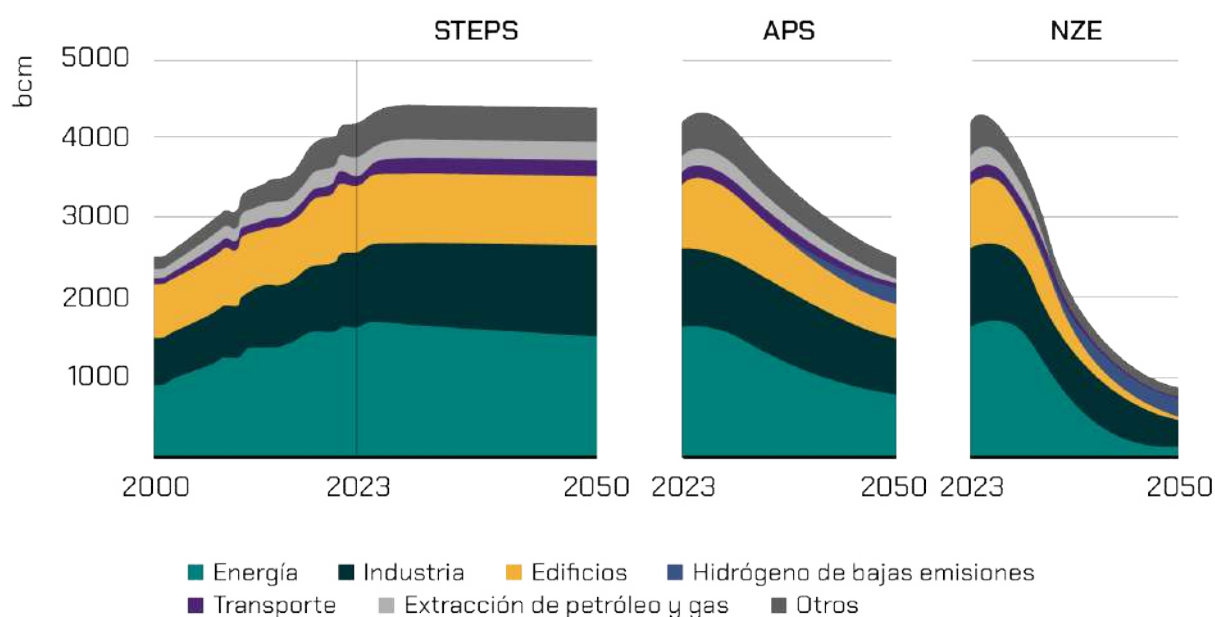
- En el **escenario STEPS** (del inglés stated policies scenario), se prevé que la demanda global alcance su pico en torno a 2030.
- En los **escenarios APS** (announced pledges scenario) y **NZE**

(net zero emission), se anticipa una caída más significativa desde la segunda mitad de la década de 2020.

El uso de gases de bajas emisiones (biogás, biometano e hidrógeno) también proyecta un fuerte crecimiento: hasta 400 BCM al 2050 en el escenario STEPS, y hasta 1.4 BCM en el NZE, lo que cubriría el 60 % de la demanda proyectada.

Según Bloomberg (2025) el gas ahora desempeña un papel más importante en nuestro Escenario de Transición Económica, debido a las menores expectativas a largo plazo sobre los precios del combustible y a la mayor demanda de electricidad de los centros de datos. La demanda mundial de gas aumentará 25 % entre 2024 y 2050, alcanzando 5,449 BCM. Gran parte de este crecimiento ocurrirá después de 2035, cuando el gas recupere participación en el sector eléctrico tras una etapa de desplazamiento por renovables. Asimismo, se proyecta una expansión del gas en la industria y construcción, donde todavía no existen alternativas bajas en carbono competitivas en costos.

Gráfico N° 2: Demanda de gas natural por sector y escenario, 2000 - 2050, 2023 - 2050



Fuente: World Energy Outlook 2024

El rol del gas natural en el futuro energético global presenta trayectorias divergentes. Mientras que algunos escenarios —como el de NZE— anticipan una fuerte contracción de su demanda, otros, como el Escenario de Transición Económica de Bloomberg, proyectan un crecimiento sostenido, especialmente a partir de 2035. Esto dependerá en gran medida del contexto regional, las políticas públicas implementadas, los avances tecnológicos y la viabilidad económica de alternativas bajas en carbono. Para países como el Perú, con abundantes reservas de gas y desafíos de masificación interna, comprender estas tendencias globales es clave para definir su propia estrategia energética.

2.2. Demanda energética en el Perú

En el Perú, el consumo de energía responde a una lógica de demanda derivada: no se requiere energía como un fin en sí mismo, sino como insumo fundamental para el transporte, la generación eléctrica, la cocción de alimentos y la actividad industrial, entre otros usos. Este principio implica que los cambios macroeconómicos y en los patrones de consumo de bienes y servicios impactan directamente en el comportamiento de la demanda energética nacional (Schmalensee, 2012).

● Patrón de consumo y elasticidad de demanda

El consumo de combustibles está estrechamente vinculado a la posesión y uso de activos como vehículos, maquinaria industrial, electrodomésticos y características estructurales de las viviendas. Esta interrelación define la elasticidad de la demanda: en el corto plazo, los ajustes ante variaciones de precio tienden a limitarse a la frecuencia o intensidad del uso; mientras que, en el mediano y largo plazo, pueden darse transiciones hacia tecnologías más eficientes o alternativas energéticas más limpias.

En este contexto, resulta relevante la hipótesis de la “escalera energética” (Brower et al., 2013), que sostiene que, a medida que mejora el nivel de ingresos, los hogares migran de fuentes contaminantes como la leña hacia opciones más modernas y sostenibles, como el gas natural, el GLP o la electricidad.

● Evolución de la demanda de combustibles líquidos

Durante la última década, la demanda de combustibles líquidos en el Perú ha crecido en promedio 3% anual. Los productos con mayor dinamismo han sido las gasolinas (4.3% anual), el GLP (3.8%) y el diésel B5 (3.1%). Este crecimiento ha estado acompañado de mejoras en la calidad del combustible, como la eliminación del plomo en las gasolinas, la introducción de biocombustibles —con mezclas de 5% de biodiésel en diésel y 7.8% de etanol en gasolinas (gasohol)— y la simplificación del portafolio comercial a solo dos tipos de gasohol (regular de 91 octanos y premium de 96 octanos).

Asimismo, se ha logrado una importante reducción en el contenido de azufre, pasando de 5,000 a 50 partes por millón (ppm), y se avanza hacia un estándar de 10 ppm, que permitiría cumplir con la norma Euro 6.

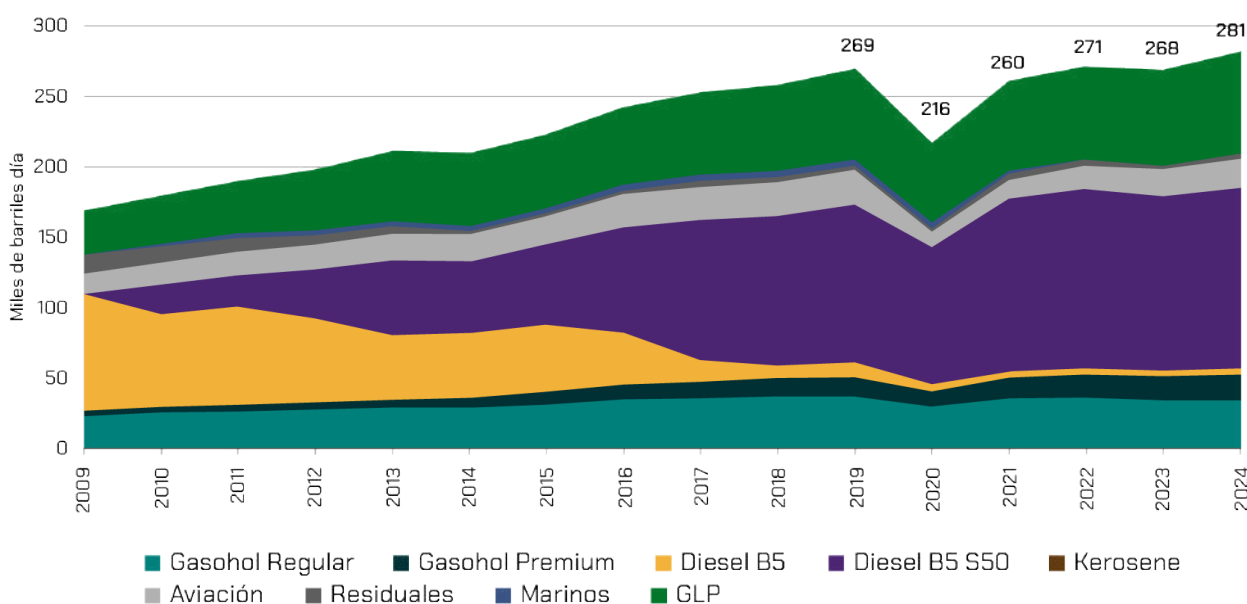
● Demanda de gas natural: crecimiento sostenido y retos pendientes

El gas natural ha registrado una evolución creciente en el Perú, con un consumo promedio diario de 1,395 millones de pies cúbicos (MMPC) en 2024, pese a una ligera caída del 1.4% respecto al año anterior. Históricamente, el crecimiento ha sido del orden del 5% anual. Este aumento ha estado liderado por los segmentos residencial, comercial y de transporte, que registraron incrementos superiores al 10% en 2024, en línea con las políticas de masificación y expansión de redes de distribución.

Los principales motores de la demanda, sin embargo, siguen siendo la generación eléctrica y las exportaciones, que en conjunto representan el 75% de la producción nacional. En particular, el uso de gas para generación aumentó significativamente debido a la menor disponibilidad hidroeléctrica causada por el Fenómeno de El Niño. Esto reafirma el rol del gas natural como respaldo confiable para el sistema energético nacional.

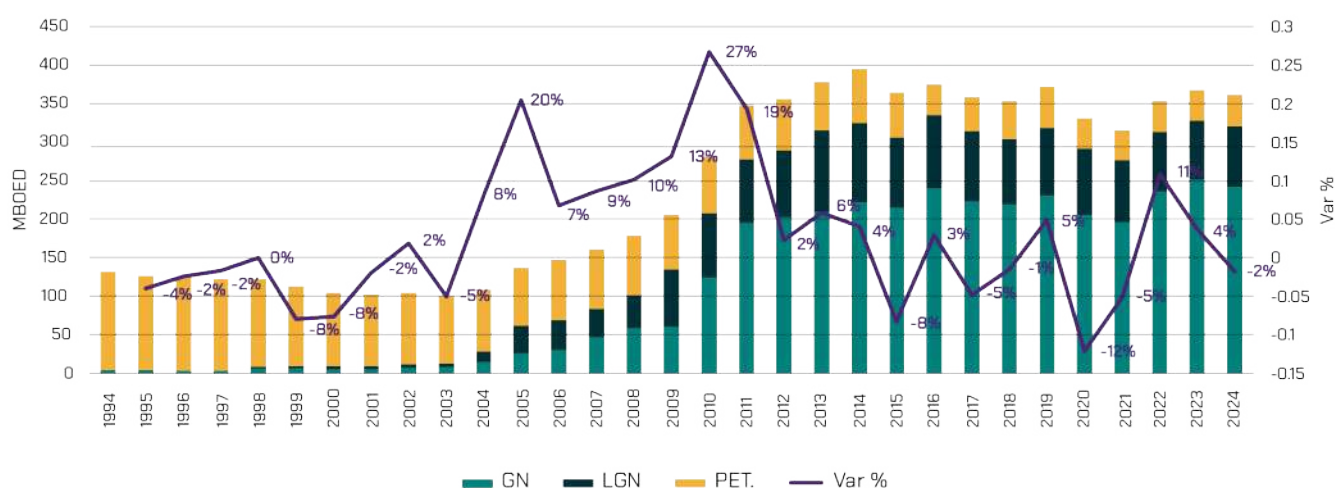
Las exportaciones, a su vez, han mostrado una recuperación sostenida gracias a la normalización operativa en la planta de Melchorita y la mejora en los precios internacionales del GNL. Según el reporte anual del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) al cierre año 2024 a nivel de acceso, el número de conexiones residenciales superó los dos millones de hogares en 2024, principalmente en Lima, Callao, Ica y Piura. No obstante, persisten importantes brechas en la cobertura nacional, especialmente en la sierra y la selva, debido a los altos costos de infraestructura.

Gráfico N° 3: Demanda de combustibles líquidos, 2009 - 2024



Fuente: Osinergmin

Gráfico N° 4: Producción de hidrocarburos equivalente de petróleo, 1994 - 2024



Fuente: Perúpetro

La evolución de la demanda energética en el Perú refleja tanto los avances en infraestructura y calidad como los desafíos estructurales relacionados con la cobertura, la asequibilidad y la sostenibilidad del suministro. Comprender estos patrones es clave para diseñar políticas públicas que promuevan el acceso equitativo a energía moderna, impulsen la eficiencia energética y contribuyan al cumplimiento de los compromisos climáticos asumidos por el país.

2.3. La transición energética y su impacto en el sector hidrocarburos

La transición energética global avanza con fuerza impulsada por los compromisos internacionales de descarbonización, como el Acuerdo de París y las metas de carbono neutralidad a 2050. En este contexto, los países adoptan estrategias diferenciadas según sus niveles de desarrollo, necesidades de seguridad energética y capacidades tecnológicas. El Perú, aunque representa menos del 0.2% de las emisiones globales de CO₂, enfrenta un desafío particular: reducir su dependencia de los combustibles fósiles sin comprometer su desarrollo económico ni su seguridad energética.

2.3.1. Contexto global y nacional de la transición energética

Organismos como la IEA han advertido que una reducción prematura e inflexible de la inversión en hidrocarburos puede generar distorsiones graves, especialmente en economías emergentes. Estas advertencias adquieren especial relevancia en un país como Perú, donde:

- La matriz energética primaria aún depende en cerca del 70% de combustibles fósiles.
- La participación de energías renovables no convencionales aún es incipiente (~10%).

- La infraestructura para una transición energética completa aún está en desarrollo.

En este escenario, el gas natural se perfila como el combustible de transición por excelencia, tanto por sus características técnicas como por su rol en la generación eléctrica, el transporte y la industria.

2.3.2. Riesgos de una transición desequilibrada

Una transición energética que no considere las condiciones nacionales podría tener impactos negativos considerables. Entre ellos:

- **Pérdida de seguridad energética**, al reducir las fuentes de respaldo en generación eléctrica.
- **Desincentivo a la inversión**, ante señales regulatorias poco claras o adversas.
- **Reducción de ingresos fiscales**, al declinar la producción nacional de hidrocarburos.
- **Pérdida de competitividad industrial**, si se encarecen los insumos energéticos.

2.3.3. El gas natural como energía de transición

El gas natural peruano posee ventajas técnicas, económicas y ambientales que lo posicionan como un recurso estratégico dentro de una transición energética ordenada:

- Alto poder calorífico, bajo contenido de azufre y menor huella de carbono frente a otros combustibles fósiles, con una reducción estimada de emisiones de gases de efecto invernadero en torno al 15 %

- Precio regulado para el mercado interno, con efectos positivos sobre la competitividad industrial y el gasto de los hogares.
- Amplio potencial de uso en sectores como la generación eléctrica (donde representa más del 40 % de la oferta nacional), el transporte (más de 440 mil vehículos convertidos a gas natural vehicular - GNV / 76 millones de pies cúbicos por día - MMPCD) y el consumo residencial y comercial (más de 2 millones de hogares – 37 MMPCD y 105 mil unidades

productivas conectadas – 150 MMPCD).

Desde el inicio del Proyecto Camisea en 2004, el gas natural ha generado beneficios fiscales (más de S/ 60 mil millones en regalías e impuestos), macroeconómicos (impacto estimado de S/ 178 mil millones en el PBI acumulado) y sociales (reducción de emisiones y ahorro de más de US\$ 40 mil millones para los usuarios finales). Según Macroconsult (2024), el Proyecto Camisea ha generado los siguientes beneficios:

Cuadro N° 1: Aportes del proyecto Camisea al país al 2024

Categoría	Indicador	Detalle
Aportes fiscales	Regalías	Más de S/ 48,000 millones aportados al Estado peruano.
	Impuesto a la Renta (IR)	Más de S/ 19,000 millones recaudados.
	Contribución fiscal total	Regalías + IR superan S/ 67,000 millones .
Canon y FOCAM	Canon gasífero (Cusco)	Más de S/ 33,300 millones transferidos al Gobierno Regional del Cusco.
	Gobiernos locales del Cusco	Más de S/ 20,000 millones transferidos a: La Convención (S/ 14,000 millones), Echarati (S/ 3,000 millones hasta 2016), y Megantoni (S/ 1,900 millones desde 2016).
	FOCAM	S/ 6,202 millones distribuidos a regiones como Ayacucho, Huancavelica, Lima provincias, Ucayali e Ica.
Impacto macroeconómico y energético	Impacto en el PBI	Contribución acumulada de S/ 189,000 millones al PBI nacional [2004–2024].
	Balanza comercial	Aporte estimado de US\$ 194,000 millones (valor presente), equivalente a cerca del 50% del superávit comercial en ese periodo.
	Matriz energética	Produce el 95% del gas natural del país, abastece al 70% del mercado local de GLP y genera más del 40% de la electricidad nacional.

Categoría	Indicador	Detalle
Inversión y empleo	Inversión total	Más de S/ 16,000 millones desde 2001.
	Empleo directo e indirecto	Aproximadamente 20,000 empleos directos e indirectos , con efecto multiplicador de 56,000 empleos anuales .
Beneficios sociales y ambientales	Masificación del gas natural	Más de 2 millones de usuarios en 10 regiones; ahorro estimado de S/ 474,000 millones .
	Emisiones evitadas	Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en un 15% .
	Inversión social	S/ 1,665 millones transferencias a universidades [2001–2024].

Fuente: Macroconsult (2024)

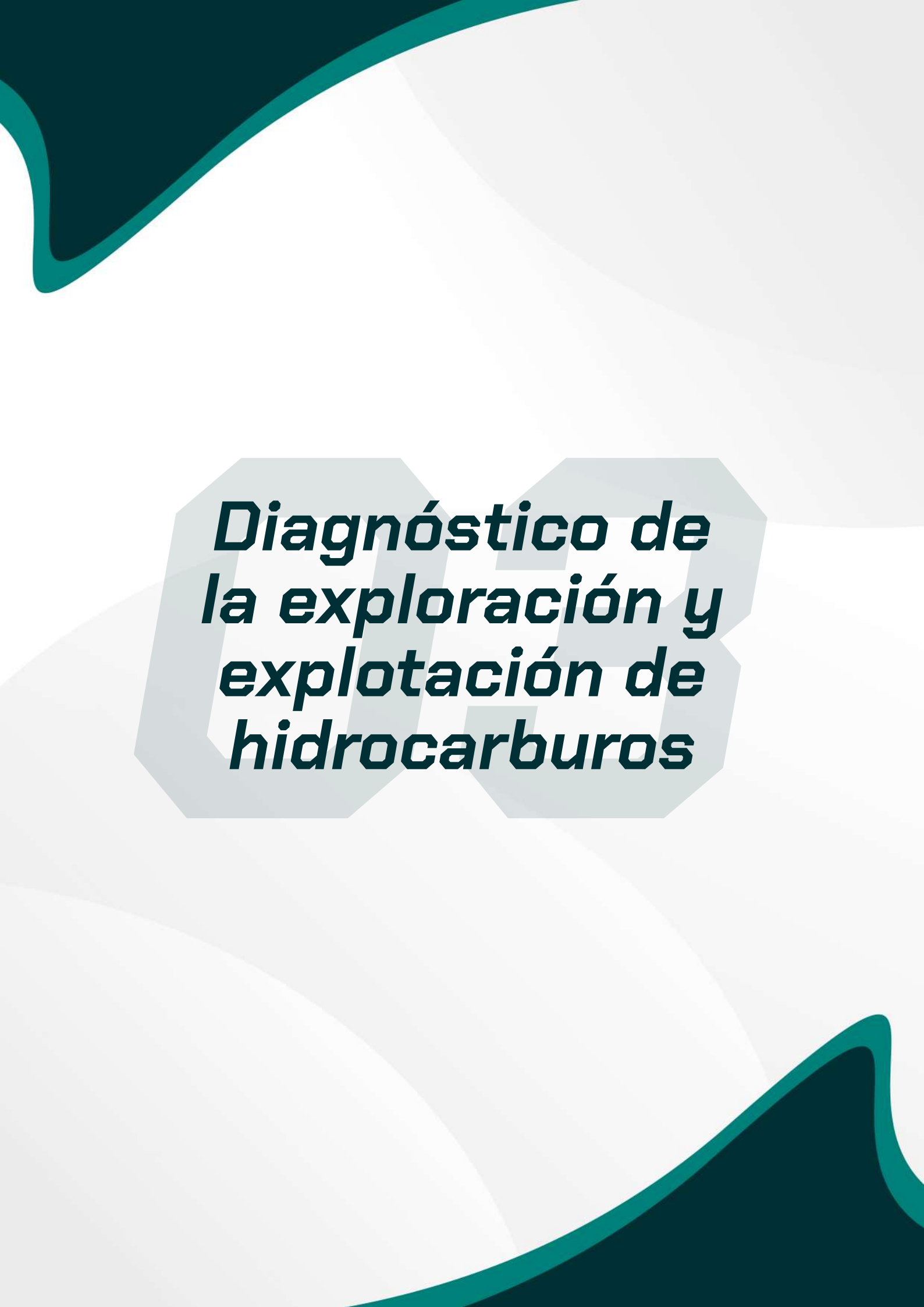
2.3.4. Principios para una transición energética equilibrada en el Perú

A fin de evitar retrocesos energéticos o sociales, la transición debe regirse por principios que aseguren su viabilidad y sostenibilidad:

- **Viabilidad tecnológica:** reconocer que las energías renovables no pueden sustituir aún de forma integral a los hidrocarburos en almacenamiento, suministro continuo ni como materia prima.

- **Justicia social y territorial:** garantizar que las regiones productoras continúen recibiendo beneficios mientras se reducen las brechas sociales y energéticas.
- **Responsabilidad fiscal:** asegurar la sostenibilidad de las finanzas públicas evitando desincentivar al sector extractivo sin alternativas reales de sustitución.
- **Progresividad ambiental:** fomentar el uso eficiente y responsable de los recursos fósiles, bajo estrictos estándares ambientales.





Diagnóstico de la exploración y explotación de hidrocarburos

03. Diagnóstico de la exploración y explotación de hidrocarburos

3.1. Fragmentación institucional y vacíos de gobernanza

● Marco legal desfasado y sin actualización integral

El marco legal que rige el upstream en el Perú se basa principalmente en la Ley Orgánica de Hidrocarburos - Ley N.º 26221 (LOH), vigente desde 1993. Esta norma establece los principios bajo los cuales se otorgan contratos de licencia y de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos. Sin embargo, a pesar de su antigüedad, la ley no ha sido actualizada integralmente, lo que genera rigideces y falta de alineamiento con estándares modernos de competitividad internacional.

● Múltiples entidades con competencias superpuestas

El entorno institucional del upstream es altamente fragmentado. Perúpetro S.A., empresa estatal adscrita al Ministerio de Energía y Minas (MINEM), es la entidad encargada de promover, negociar, suscribir y supervisar los contratos de hidrocarburos. El MINEM, a su vez, tiene la responsabilidad de formular políticas y aprobar decisiones técnicas clave, como los planes de desarrollo. A ello se suman múltiples organismos supervisores y entidades con competencias sectoriales:

- Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA)

y Osinergmin, responsables de la supervisión ambiental y técnica.

- Servicio Nacional Forestal y de Fauna Silvestre (SERFOR), Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas (SERNANP), Autoridad Nacional del Agua (ANA) y los Gobiernos Regionales, que participan en la emisión de autorizaciones y permisos sectoriales.

● Tramitología y coordinación deficiente como cuellos de botella

Esta multiplicidad de actores, en ausencia de una coordinación efectiva, ha derivado en procesos fragmentados, duplicidades y superposición de funciones. Uno de los principales cuellos de botella identificados es la excesiva tramitología, particularmente en la aprobación de estudios de impacto ambiental (EIA), planes de desarrollo, y en la gestión de procesos como la consulta previa. Los plazos extendidos y la falta de predictibilidad regulatoria dificultan la ejecución oportuna de proyectos, desincentivando la inversión en el sector.

● Debilitamiento institucional de Perúpetro

A ello se suma la necesidad urgente de fortalecer la institucionalidad de Perúpetro, empezando con un nuevo nombre como símbolo de cambio, de fortalecimiento,



proponiendo nombres como Agencia Nacional de Hidrocarburos, Agencia Gubernamental de Petróleo & Gas, entre otros. La empresa opera con limitaciones severas: alta rotación de directivos, limitada autonomía técnica y presupuestal, y escasa capacidad de decisión estratégica. Estas debilidades afectan su rol como gestor proactivo de los recursos del Estado y como articulador de políticas para el desarrollo del upstream. Se ha planteado incluso la posibilidad de reorganizar su adscripción institucional, trasladándola a la Presidencia del Consejo de Ministros (PCM), a fin de otorgarle mayor capacidad de acción y reducir la interferencia política.

● Necesidad de reforma institucional y normativa integral

En este contexto, se hace evidente la necesidad de una reforma integral del marco institucional y normativo del sector hidrocarburos. Esta reforma debe priorizar la modernización de la LOH, la reducción de los tiempos y costos regulatorios innecesarios y la consolidación de mecanismos de coordinación interinstitucional que permitan una gestión más eficiente y predecible de los proyectos.

3.2. Estancamiento exploratorio y agotamiento de reservas

● Colapso en la perforación de nuevos pozos y actividad exploratoria

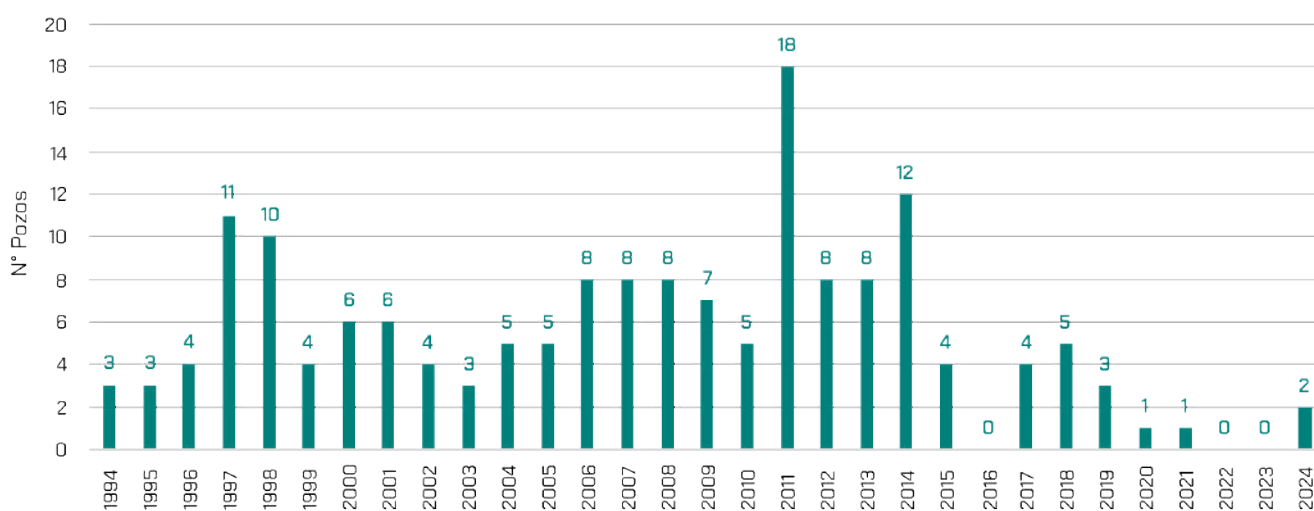
A pesar del vasto potencial geológico del Perú —reflejado en 18 cuencas sedimentarias a lo largo del territorio—,

la actividad exploratoria atraviesa una de sus etapas más críticas en décadas. Al cierre de 2024, apenas cinco contratos de exploración permanecen vigentes, todos localizados en zonas con alto potencial hidrocarburífero como la selva central, el noroeste y el zócalo continental (offshore). Esta cifra representa un retroceso sustantivo respecto a los niveles observados en la década pasada.

La evidencia de este estancamiento es clara: en 2024 solo se perforaron dos pozos exploratorios, apenas uno más que en 2023 y muy lejos de los 17 pozos ejecutados¹ en 2013. Aunque hubo cierto dinamismo en trabajos sísmicos —como los 6,163 km² de sísmica 3D en los bloques Z-61, Z-62 y Z-63, así como estudios complementarios de aerogravimetría y aeromagnetometría—, el nivel actual sigue estando muy por debajo del histórico registrado en 2008 (10,000 km²).



Gráfico N° 5: Actividad de perforación de pozos exploratorios, 1994 - 2024



Fuente: Perúpetro

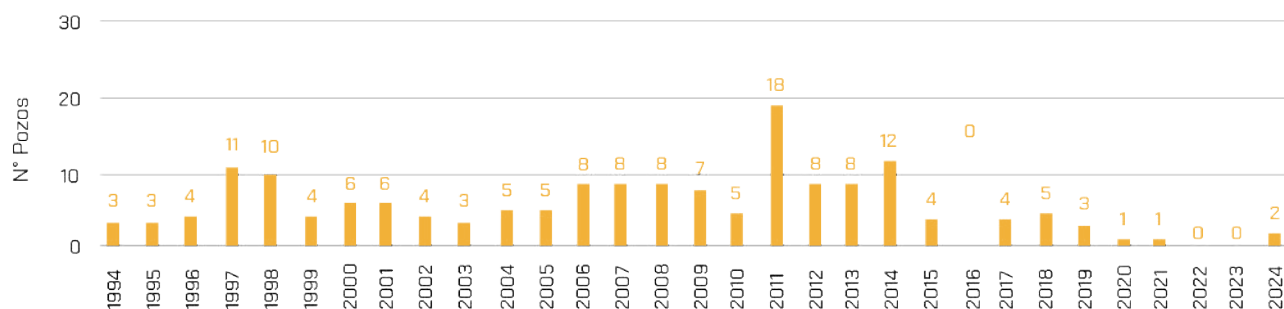
Esta caída sostenida en la actividad exploratoria contrasta marcadamente con lo observado en otros países de la región andina. Mientras que Colombia y Ecuador han logrado mantener o recuperar niveles relevantes de perforación

exploratoria en los últimos años, el Perú muestra el nivel más bajo en décadas. Esta comparación evidencia el rezago competitivo del país en la atracción de inversiones en exploración.

¹ Definición en el Anexo 1.

Gráfico N° 6: Actividad de perforación de pozos exploratorios en Perú, 1994 – 2024

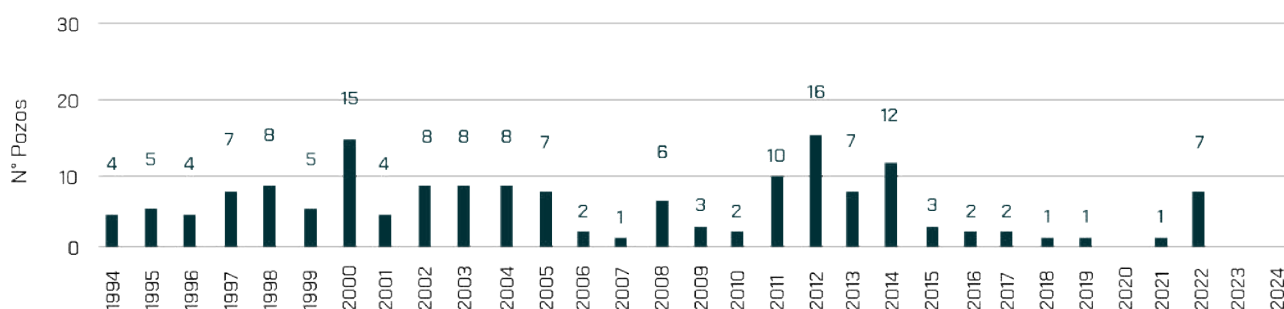
Perú: [1994 - 2024]: 174



Fuente Perúpetro

Gráfico N° 7: Actividad de perforación de pozos exploratorios en Ecuador, 1994 – 2024

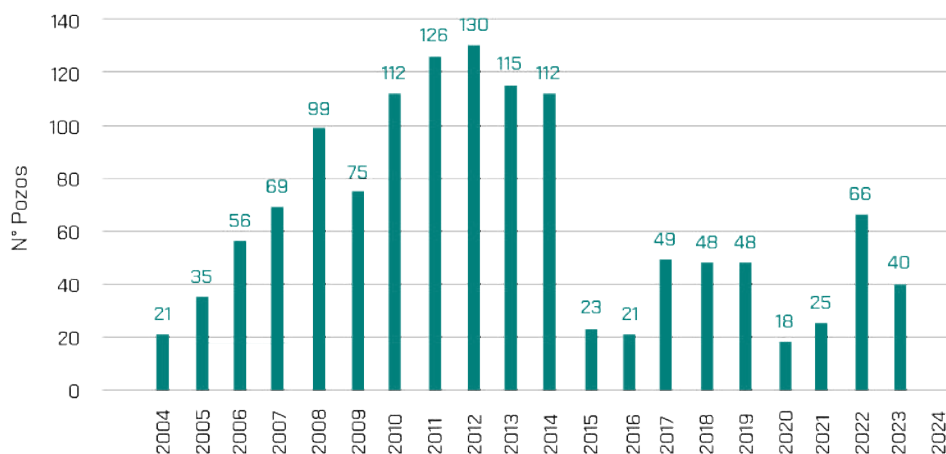
Ecuador: [1994 - 2023]: 159



Fuente Perúpetro

Gráfico N° 8: Actividad de perforación de pozos exploratorios en Colombia, 2004 – 2024

Colombia: [2004 - 2023]: 1288



Fuente: Perúpetro

● Reservas de petróleo: mejora puntual, pero con riesgos latentes

El análisis de reservas confirma esta tendencia. Según el Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos al 31 de diciembre de 2023, elaborado por la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) del Ministerio de Energía y Minas (MINEM), las reservas probadas de petróleo alcanzaron los 324,904 millones de barriles petróleo fiscalizado a condiciones estándar (MMSTB), registrando un crecimiento principalmente por la reclasificación de recursos en los lotes 192 y Z-1, mejoras en rentabilidad en lotes como II y III, incorporación de nuevas ubicaciones de perforables en los lotes 195 y IV, y la ejecución de actividades de perforación y retrabajos en los lotes V y VII, II y XIII.

Sin embargo, también se registraron reducciones que se atribuyen a un menor volumen de producción, así como a la reclasificación de reservas a recursos contingentes, el deterioro en las condiciones económicas en ciertos lotes, las revisiones técnicas negativas en las curvas de declinación en algunos lotes, la eliminación de ubicaciones con resultados operativos desfavorables en lotes específicos; y finalmente, por las limitaciones tecnológicas identificadas en el lote XIII.

Como resultado, el Índice de Reposición de Reservas (IRR)² probadas de petróleo fue de 6.83, reflejando un desempeño positivo en la gestión de estas reservas.

● Reservas de gas natural y líquido de gas natural (LGN): caída sostenida y escasa reposición

En contraste, las reservas de gas natural cayeron a 7.876 trillones americanos de pies cúbicos (TCF), una disminución de 0.515 TCF respecto al año anterior. Este descenso se atribuye al volumen de producción, ajustes técnicos en los balances de materia y simulaciones en los lotes 88, 56 y 57. Asimismo, las reservas probadas de LGN también decrecieron a 348.5 MMSTB, una disminución de 40.71 MMSTB frente a 2022, con un IRR de -0.47, reflejo del agotamiento progresivo de los yacimientos. Esta disminución se atribuye, principalmente, a la producción registrada en el año, así como a revisiones de balances de materia en los lotes 56, 57 y 88, y a una revisión positiva de declinaciones en el lote Z-69.

Esta situación es aún más preocupante si se considera que el IRR fue de -0.01 para el gas natural y negativo para los LGN, es decir, no se están reponiendo los volúmenes producidos.



² El Índice de Reposición de Reservas (IRR) es un indicador de gestión de yacimientos que mide la capacidad de una empresa de reponer lo extraído con nuevas reservas.

Cuadro N° 2: Resumen de las reservas de petróleo, gas natural y líquidos del gas natural estimadas al 31 de diciembre del 2023

Reservas de hidrocarburos al 31 de diciembre 2023			
Tipo de hidrocarburos	Probadas	Probables	Posibles
Petróleo (MMSTB)	324.9	103.1	251.1
Líquidos de gas natural (MMSTB)	348.5	67.5	60.4
Total hidrocarburos líquidos (MMSTB)	673.4	170.6	311.5
Gas natural (TCF)	7.9	1.2	1.2
Total petróleo equivalente, MMSTBOE	1,986.2	373.8	519.5

1. La definición de reservas probadas, probables y posibles se encuentra en el Anexo 1.

Fuente: MINEM (2024)

● Recursos adicionales (2P + 3P)³: oportunidad condicionada al entorno

Aunque existe una base importante de recursos en categorías 2P y 3P —como los 354.147 MMSTB de petróleo, 2.467 TCF

de gas natural y 127.9 MMSTB de LGN— su incorporación como reservas probadas dependerá de mejores condiciones económicas, avances tecnológicos y mayor inversión en delimitación.

Cuadro N° 3: Resumen de recursos contingentes y prospectivos para el año 2023

Reservas de hidrocarburos al 31 de diciembre 2023		
Tipo de hidrocarburos	Contingentes (2C)	Prospectivos (2U)
Petróleo (MMSTB)	465.4	33,271.3
Líquidos de gas natural (MMSTB)	303.6	528.0
Total hidrocarburos líquidos (MMSTB)	769.0	33,799.3
Gas natural (TCF)	6.9	43.2
Total petróleo equivalente, MMSTBOE	1,920.6	40,999.3

1. La definición de reservas probadas, probables y posibles se encuentra en el Anexo 1.

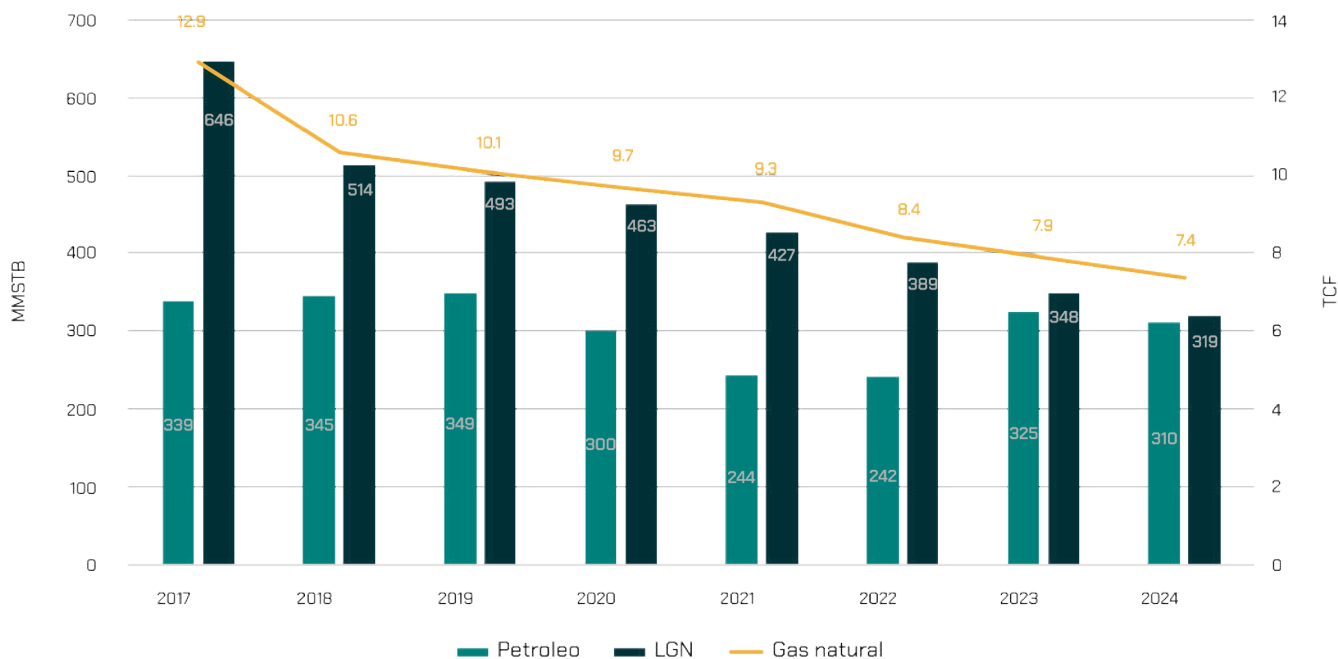
Fuente: MINEM (2024)

En conjunto, el análisis de las reservas al cierre del 2023 muestra una dinámica positiva en el caso del petróleo, especialmente gracias a la recuperación de lotes inactivos y el impulso de nuevas actividades de desarrollo. Sin embargo, se evidencian desafíos relevantes en el ámbito del gas natural y los líquidos asociados, donde la reposición de reservas no compensa lo producido. Esta situación resalta la urgencia de acelerar nuevas inversiones en exploración, optimizar la

recuperación de recursos existentes y generar condiciones que favorezcan el desarrollo sostenido de la industria de hidrocarburos en el país.

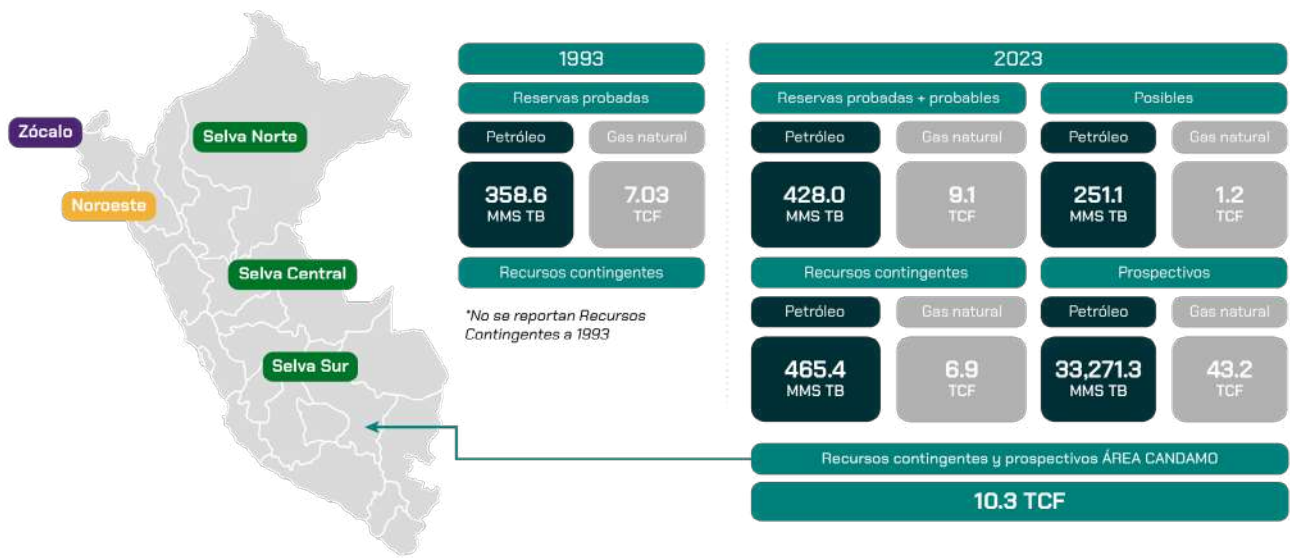
El presente gráfico muestra las reservas probadas de acuerdo con el libro de reservas del MINEM 2023, para el caso de los valores del año 2024 se ha restado los valores de producción fiscalizada reportada por Perúpetro.

Gráfico N° 9: Reservas probadas de petróleo, LGN y gas natural, 2017 - 2024



Fuente: Información DGH-MINEM

Gráfico N° 10: Evolución de reservas y recursos de petróleo y gas natural



Fuente: Información DGH-MINEM Perúpetro

● Subexplotación de cuencas y falta de estrategia territorial

La situación se vuelve paradójica al considerar que solo cinco cuencas (Talara, Tumbes, Sechura, Maraón y Ucayali) están en producción activa. Las trece cuencas restantes, muchas con alto potencial (como la Maraón, la selva sur o el offshore), siguen subexplotadas. Esto revela no solo una brecha en inversión, sino también un desaprovechamiento

estratégico del potencial energético nacional.

El caso de la cuenca Maraón es emblemático: a pesar de albergar las mayores reservas de petróleo del país, enfrenta conflictos sociales, una infraestructura deficiente (como el Oleoducto Norperuano – ONP), esquemas fiscales poco atractivos y una carga regulatoria que limita el desarrollo de proyectos.

Recuadro N° 1: Cuenca del Marañón - Alto potencial, baja ejecución

La Cuenca Marañón concentra actualmente la mayor cantidad de reservas probada y probables del país (291.1 MMSTB), además de recursos contingentes estimados en 389.7 MMSTB. Sin embargo, su desarrollo permanece estancado: de los seis lotes vigentes, solo dos están operativos y los demás se encuentran paralizados bajo regímenes de fuerza mayor.

Este estancamiento no se debe a una falta de prospectividad geológica, sino a condiciones estructurales que limitan la actividad exploratoria y de explotación:

- Trabas en la obtención de permisos ambientales y sociales, con plazos extensos y procedimientos poco predecibles.
- Conflictos no resueltos con comunidades nativas, generados por incumplimientos del Estado y desconfianza institucional.
- Establecimiento de nuevas Áreas Naturales Protegidas (ANP) sobre zonas previamente contratadas, sin mecanismos de conciliación con derechos adquiridos.
- Ausencia de infraestructura vial, energética y de servicios básicos.
- Limitaciones financieras y técnicas de algunos contratistas.

El contraste entre el Lote 64, con contrato vigente con Petroperú desde 2013 pero aún inoperativo, y el Lote 95, operado por Petrotal, cuya producción representa más del 50% de la producción nacional, evidencia que la clave está en la claridad regulatoria, viabilidad técnica y una gestión socioambiental sólida.

● Tramitología ambiental y dispersión de competencias regulatorias

A ello se suma la falta de predictibilidad en los procesos regulatorios. Obtener permisos socioambientales puede tomar entre dos y cuatro años, debido a la superposición de

competencias entre múltiples entidades —como MINEM, Ministerio del Ambiente (MINAM), Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles (SENACE), SERNANP, ANA y gobiernos regionales—, lo que encarece las operaciones y genera incertidumbre para los inversionistas.

Cuadro N° 4: Resumen comparativo de los tiempos de obtención de los permisos ambientales entre Colombia, Ecuador y Perú

País	Sísmica + pozo exploratorio (años)	Campo en producción (años)	Línea base anticipada	Tiempo consulta previa	Tiempo permisos ambientales	Aspectos relevantes
Colombia	4 - 5	5 - 10	X	12 - 19 meses	8 a 14 meses	1% inversión exploratoria a planes de beneficio a la comunidad.
Ecuador	3 - 4	5 - 9	✓	11 a 18 meses	14 a 24 meses	Cambió la modalidad de los contratos de E&P a "Prestación de servicios"
Perú	10 - 20	15 a más	X	= 24 meses	24 a 28 meses	Aprobación del "PUCPA" - SEIA* en 2022 [intento de ventanilla única]

Fuente: Estudio Gas Energy Latin America 2023

● Potencial inactivo por restricciones territoriales

Finalmente, el país cuenta con recursos con alto potencial no aprovechado. Tal es el caso de los lotes 56 y 88, con una estimación conjunta o expectativa aproximada de 1.8 TCF de gas natural, equivalente a cinco años del consumo nacional. Además, en el "tren gasífero del sur"⁴, se estima un potencial de hasta 10 TCF, incluidos 2.1 TCF en Candamo. Sin embargo, esta última zona está ubicada dentro de un ANP, lo que limita su viabilidad futura, lo cual requerirá una serie de acciones de gobierno y Perúpetro para lograr poner en valor esos recursos.

● Revertir el agotamiento requiere estrategia e institucionalidad

En suma, el Perú enfrenta un ciclo de agotamiento de reservas sin una estrategia clara de reposición. La reactivación exploratoria debe ser una prioridad para garantizar la seguridad energética futura, fomentar el desarrollo industrial y evitar una dependencia creciente de importaciones. Para ello, se requiere un entorno regulatorio más eficiente, infraestructura habilitante y una

institucionalidad fortalecida que recupere la capacidad de atraer inversión hacia el upstream.

3.3. Evolución reciente de la inversión en hidrocarburos

● Recuperación parcial tras la crisis, pero sin consolidación de tendencias

Durante el período 2016–2020, la inversión en el sector hidrocarburos se vio fuertemente afectada por factores exógenos. En 2016, la abrupta caída de los precios internacionales del crudo provocó una retracción significativa de capitales, mientras que, en 2020, la pandemia de COVID-19 generó una paralización casi total de actividades, afectando severamente los flujos de capital hacia proyectos de exploración y producción. Aunque en 2021 se registró una recuperación parcial (+21% respecto a 2020), la tendencia no logró consolidarse: en 2023, la inversión cayó a US\$ 324 millones, por debajo del nivel de 2022, debido a vencimientos contractuales, conflictos sociales y demoras en permisos ambientales.

Gráfico N° 11: Inversión en exploración y explotación, 2014 - 2024



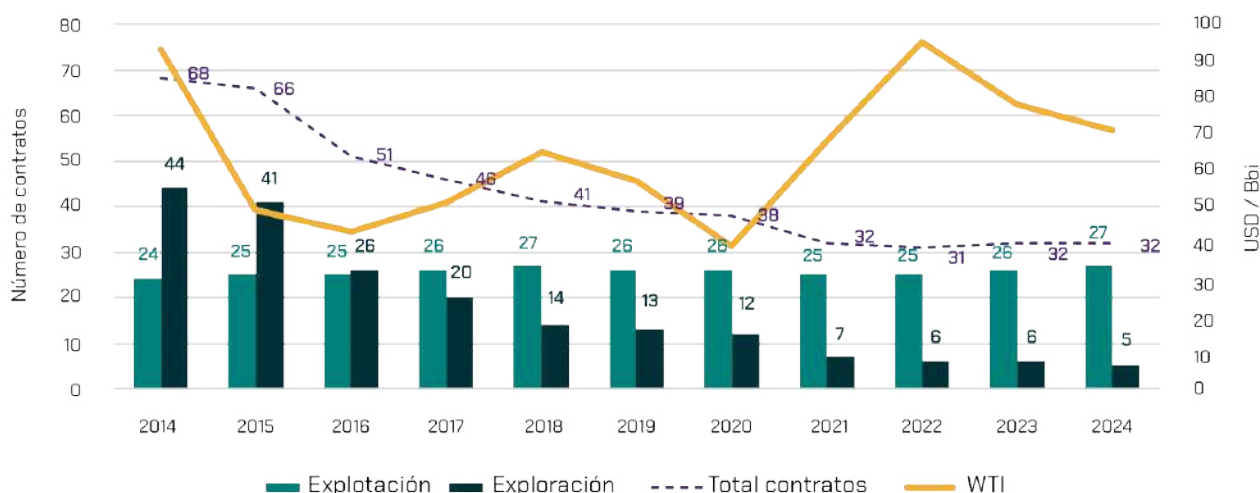
Fuente: Perúpetro

En 2024, se observó un repunte importante, con una inversión ejecutada de US\$ 564 millones, equivalente a un crecimiento de 43% respecto a 2023. Este aumento respondió al mayor dinamismo en actividades de explotación, que representaron el 93% es decir que la exploración invirtió casi US\$ 40 del total. Esta evolución debe analizarse también a la luz de los contratos activos en exploración y explotación, así como

de los precios internacionales del crudo. El siguiente gráfico muestra cómo, pese a ciertos repuntes del precio del West Texas Intermediate (WTI), el número total de contratos —especialmente los de exploración— ha seguido una tendencia descendente en los últimos años, reflejando un entorno de inversión poco atractivo y altamente incierto.

⁴ Abarca las regiones de Cusco, Puno y Madre de Dios

Gráfico N° 12: Contratos de exploración y explotación, 2014 - 2024



Fuente: Perúpetro

● Exploración: bajo dinamismo y entornos adversos

El dinamismo observado en la explotación contrasta con la debilidad persistente en la exploración. En 2024, la inversión exploratoria apenas alcanzó los US\$ 39 millones, con solo 5 lotes en actividad exploratoria (de un potencial de 80), 2 pozos exploratorios perforados y 9 convenios de evaluación técnica (CET) vigentes. Esta situación refleja un entorno poco propicio para el descubrimiento de nuevos yacimientos, lo cual agrava la caída estructural de reservas y producción señalada en secciones previas.

Entre los factores que explican el bajo atractivo para la inversión exploratoria destacan:

- Promoción insuficiente de nuevas rondas con nuevas propuestas y diferenciadores.
- Interferencia de organizaciones no gubernamentales (ONG) opuestas a la actividad.
- Falta de alineamiento entre entidades gubernamentales como MINAM y Ministerio de Cultura (MINCUL), y sus órganos adscritos.
- Elevada incertidumbre en procesos de aprobación de permisos.
- Déficit de datos geológicos públicos actualizados.
- Menor competitividad fiscal respecto a países como Colombia y Brasil.

● Explotación en contexto: estancamiento y restricciones estructurales

Aunque la inversión total repuntó en 2024, las actividades de explotación de hidrocarburos en el Perú enfrentan desafíos

persistentes. Durante dicho año, la producción nacional de petróleo se mantuvo alrededor de los 40 mil barriles diarios (MBD), muy por debajo de los más de 100 MBD registrados en décadas anteriores. Este declive responde al agotamiento natural de campos maduros, a la falta de inversiones en recuperación secundaria y terciaria, y a la postergación de proyectos de desarrollo debido a la inestabilidad contractual y conflictos sociales que han paralizado operaciones clave, especialmente en la Amazonía.

En el caso del gas natural, si bien el Proyecto Camisea sigue siendo el pilar de la oferta energética del país, la producción ha comenzado a mostrar señales de estancamiento. En 2024, se registró una producción de 1,395 MMPCD. Esta situación es crítica considerando que el gas representa aproximadamente el 40% de la matriz energética primaria y es esencial para la generación eléctrica, el consumo industrial, el transporte vehicular y el abastecimiento de hogares.

Las restricciones estructurales que desincentivan nuevas inversiones en explotación incluyen:

- Demoras en los procesos de licenciamiento ambiental, que retrasan o encarecen la ejecución de nuevos proyectos.
- Altas tasas de regalías, especialmente onerosas para campos maduros.
- Incertidumbre sobre la renovación o migración de contratos con plazos cercanos al vencimiento.
- Deficiencias en infraestructura clave, como el deterioro del ONP y la falta de gasoductos para zonas con potencial gasífero.
- Ausencia de planificación estratégica para aprovechar recursos ya descubiertos, limitando decisiones de reinversión.

El impacto de estos factores ha sido una disminución sostenida en los pozos de desarrollo y un menor interés por implementar tecnologías que optimicen el factor de

recuperación de los yacimientos. Esto no solo compromete la sostenibilidad de la producción, sino también el rol del gas natural como motor de desarrollo energético y territorial.

Recuadro N° 2: El caso del Oleoducto Norperuano: cuello de botella para la producción en la Amazonía

El ONP, infraestructura clave para el transporte de crudo desde la selva norte hacia la costa, se ha convertido en un símbolo de las limitaciones estructurales que enfrenta el desarrollo del sector hidrocarburos en el Perú. Su deterioro físico, atentados contra la infraestructura a pesar de ser un activo crítico nacional y la alta conflictividad social en su zona de influencia han generado múltiples interrupciones operativas. Estos eventos han paralizado la producción en lotes estratégicos y afectado la rentabilidad de las operaciones, al punto que hoy se considera un obstáculo relevante para la atracción de nuevas inversiones en la cuenca Maraón, una de las de mayor potencial del país. El caso del ONP ilustra cómo la falta de mantenimiento, la débil presencia estatal, la falta de acciones judiciales contra quienes atentan contra el activo y la ausencia de soluciones sostenibles para la gestión del territorio pueden limitar gravemente el aprovechamiento de recursos ya descubiertos, dificultando las operaciones o la puesta en valor de los lotes 67, 39, 192, 64, 95, 8.

Según Petroperú en conferencia de prensa de resultados primer semestre 2025 solo el año 2024, el ONP ha tenido 5 atentados de terceros, 1 por fuerzas de naturaleza, 1 falla por mantenimiento, y al 1er semestre 2025 ha sufrido 4 atentados de terceros.

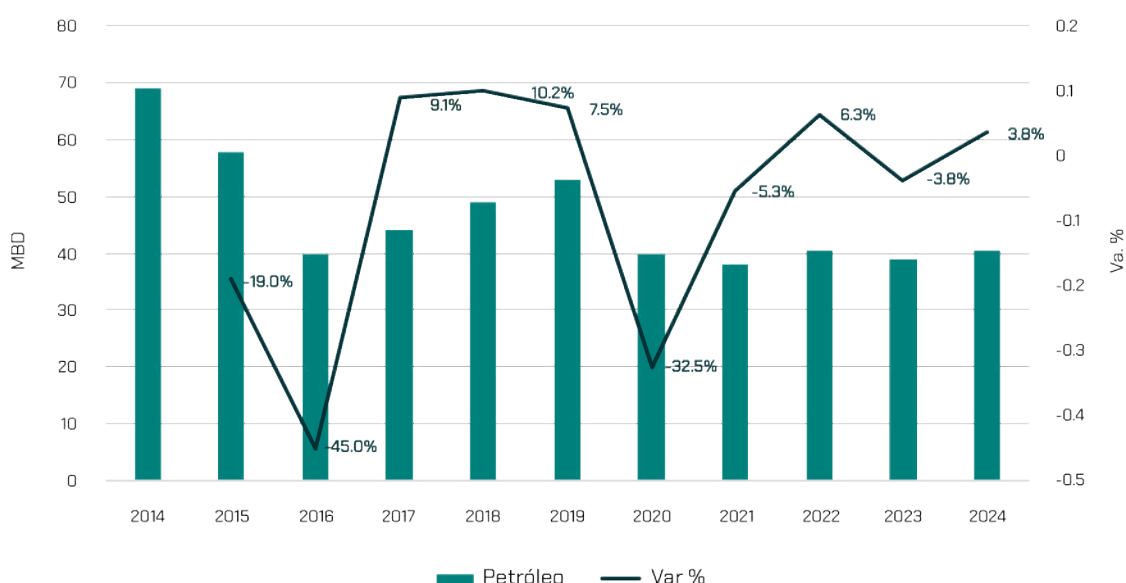
3.4. Desigualdad en la producción y dependencia del gas de Camisea

● Producción concentrada en pocas regiones y lotes

La producción de hidrocarburos en el Perú se caracteriza por una fuerte concentración geográfica. En el caso del petróleo, durante 2024 se registró un ligero crecimiento de 3.8% respecto al año anterior, impulsado principalmente por los

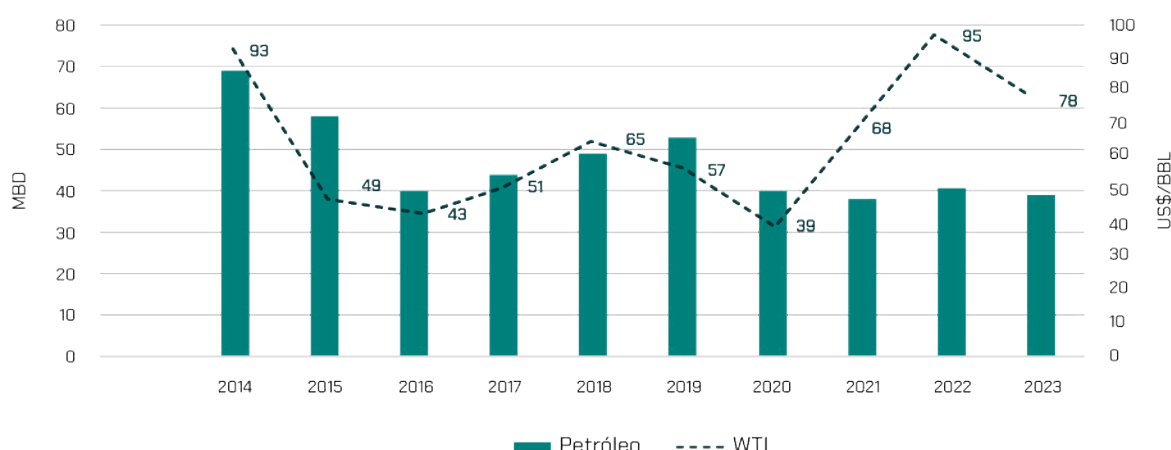
incrementos de producción del lote 95 e inicio de operación del lote 8. Sin embargo, el volumen se mantuvo en niveles históricamente bajos, en torno a los 40 MBD, muy por debajo de los más de 100 MBD alcanzados en décadas pasadas. Además, restricciones logísticas como la navegabilidad limitada en ciertas zonas amazónicas continúan afectando la producción efectiva, como ocurrió en el lote 95 durante 2024.

Gráfico N° 13: Producción de petróleo, 2014 - 2024



Fuente: Perúpetro

Gráfico N° 14: Producción de petróleo y referencia WTI, 2014 - 2023

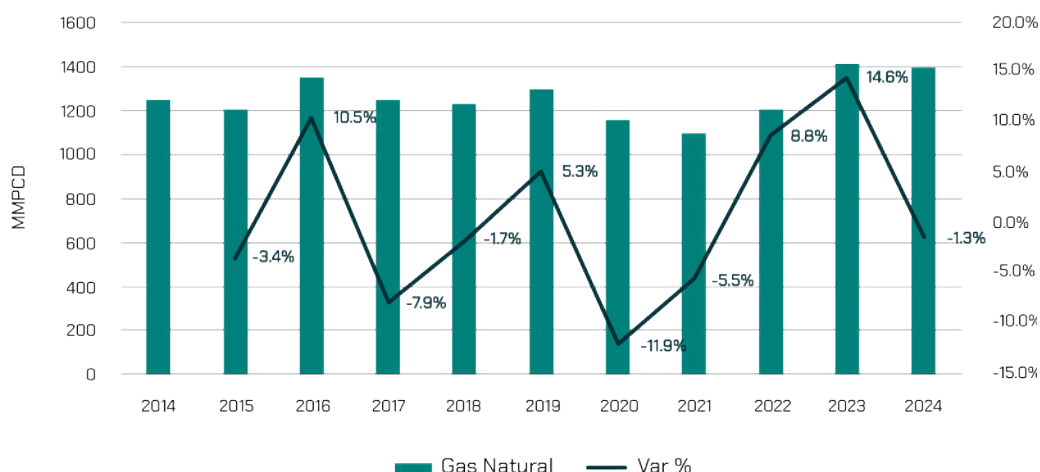


Fuente: Perúpetro

En el caso del gas natural, la producción está aún más concentrada: cerca del 95% proviene de los lotes 88, 56 y 57 ubicados en la región de Camisea (Cusco). El 5% restante proviene de operaciones marginales en la franja noroccidental del país. Esta dependencia extrema de una sola región y consorcio genera vulnerabilidades estructurales frente a posibles interrupciones operativas, conflictos sociales o restricciones logísticas.

A ello se suma la práctica constante de reinyección de gas —alrededor de 300 MMPCD— debido a la insuficiente demanda interna, lo cual reduce el volumen fiscalizado y refleja un aprovechamiento subóptimo del recurso. El volumen fiscalizado promedio de 2024 fue 18 MMPCD inferior al registrado en 2023.

Gráfico N° 15: Producción de gas natural, 2014 - 2024



Fuente: Perúpetro

En cuanto a los LGN, también extraídos principalmente en Camisea, se observó un incremento interanual de 2.7% en 2024. No obstante, la tendencia de los últimos cuatro años evidencia una caída estructural, atribuida a la

menor producción de gas natural y a la maduración de los yacimientos, que reducen la proporción de componentes líquidos en el gas extraído.

Gráfico N° 16: Producción de líquidos de gas natural, 2014 - 2024



Fuente: Perúpetro

● Camisea como motor de transformación energética

Desde el inicio de operaciones del Consorcio Camisea en 2004, el Perú ha experimentado una transformación significativa en su matriz energética. El gas natural sustituyó gradualmente a los combustibles residuales en procesos industriales y de generación eléctrica, así como al kerosene en el uso domiciliario, cuya producción se eliminó tras ser reemplazado por GLP extraído del gas de Camisea.

La masificación del gas ha generado beneficios tangibles: al cierre de 2024, más de 2.26 millones de hogares acceden al servicio de gas natural, existen 346 estaciones de GNV y cerca de 482 mil vehículos convertidos a este combustible.

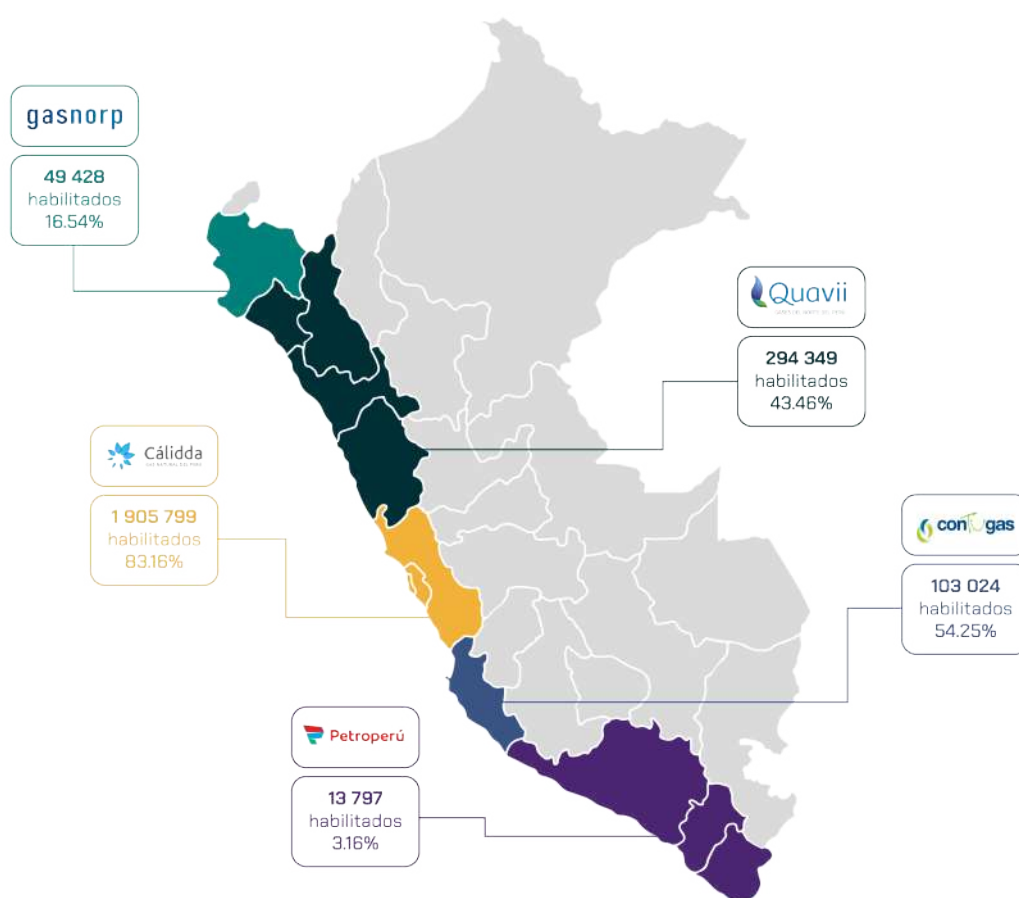
Además, la termoeléctrica instalada en Chilca abastece aproximadamente el 40% de la generación eléctrica nacional gracias a esta fuente⁵. No obstante, este cambio estructural se apoya en un único eje de producción, lo que plantea desafíos para su sostenibilidad a largo plazo.

Más aún, actualmente, el 90 % de esta demanda se concentra en Lima y Callao, reflejando una desigualdad estructural en el acceso al recurso. En otras regiones como Áncash, La Libertad, Lambayeque, Piura, Ica y Cajamarca el avance ha sido progresivo, pero aún insuficiente. Al sur del Perú, la penetración del gas natural ha sido mínima en Arequipa, Moquegua y Tacna, afectando la equidad territorial del acceso energético.



⁵ Las cifras reportadas tienen como fuente Osinergmin, Infogas y COES a julio 2025.

Ilustración N° 1: Usuarios habilitados por concesión



Fuente: Osinergmin (2024)

Además, los LGN que acompañan al gas de Camisea son transportados mediante un poliducto hasta la planta de fraccionamiento en Pisco, donde se obtiene GLP. Esta disponibilidad permitió al país dejar de importar este combustible y reemplazar de forma exitosa el uso doméstico del kerosene —altamente contaminante y vulnerable a usos ilícitos—, que dejó de producirse en las refinerías locales. Sin embargo, la sostenida demanda de GLP lo ha convertido en el segundo combustible líquido más consumido en el país, lo que obliga hoy a importar aproximadamente el 30% de la demanda interna.

● Riesgos de sostenibilidad y pérdida de autosuficiencia

Aunque la producción de Camisea ha sostenido la seguridad energética del país en las últimas dos décadas, su concentración representa un riesgo estructural. La falta de nuevos desarrollos gasíferos relevantes en otras cuencas ha frenado la reposición de reservas. Como resultado, la sostenibilidad del sistema energético basado en gas natural se encuentra comprometida: según estimaciones oficiales de Perúpetro y el MINEM, las reservas actuales alcanzarían solo para cubrir la demanda de los próximos 15 años, en ausencia de nuevos descubrimientos.

En paralelo, la falta de inversión en exploración y desarrollo ha

provocado una caída estructural de la producción de petróleo crudo, que en 2024 se ubicó en torno a los 40 MBD, muy por debajo de los niveles históricos que superaban los 100 MBD. Esta caída sostenida ha obligado al país a incrementar su dependencia de combustibles importados como diésel, gasolinas y GLP.

Según el MINEM, más del 70% del petróleo refinado en el país es importado, lo que implica mayores vulnerabilidades ante la volatilidad internacional de precios, déficit comercial energético, mayores gastos en divisas para la importación de crudo y derivados; finalmente, sobrecostos fiscales derivados del subsidio al Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC).

La desaceleración exploratoria compromete la capacidad del Perú de descubrir nuevos yacimientos que aseguren el autoabastecimiento a largo plazo para garantizar la seguridad energética. A la fecha, solo cinco de las 18 cuencas sedimentarias del país están en producción, y el número de pozos exploratorios perforados es el más bajo en décadas.

Adicionalmente, otros factores como la falta de nueva infraestructura de transporte, la baja densidad poblacional en ciertas regiones y las tarifas poco competitivas fuera de Lima continúan siendo determinantes que restringen la expansión

geográfica de la demanda, limitando el aprovechamiento del recurso y profundizando las brechas de equidad territorial en el acceso energético.

3.5. Atractivo deteriorado para la inversión privada

A pesar de contar con recursos significativos y un mercado en crecimiento, el Perú enfrenta serias dificultades para atraer y retener inversiones en exploración y explotación de hidrocarburos. Esta situación se explica por una combinación de factores estructurales, institucionales y coyunturales que han generado un entorno percibido como riesgoso, poco competitivo y predecible para el inversionista privado.

● Condiciones contractuales inciertas y falta de seguridad jurídica

Uno de los principales obstáculos para atraer inversión es la ausencia de un marco contractual moderno, flexible y predecible. Actualmente, los contratos de licencia establecen plazos máximos de 30 años para petróleo y 40 años para gas natural. Sin embargo, no existen mecanismos automáticos o suficientemente claros para su renovación o migración a esquemas más competitivos, lo que genera incertidumbre para inversionistas que evalúan proyectos de largo plazo. Esta situación es especialmente crítica dado que muchos contratos firmados en los años noventa están llegando a su vencimiento, sin claridad sobre sus posibles extensiones, lo que ha desincentivado la reinversión en lotes existentes y limitado el desarrollo de nuevos proyectos.

● Conflictividad social y ausencia del Estado

El entorno social también representa un factor limitante. Muchas operaciones se desarrollan en zonas con alta conflictividad social, ausencia del Estado, pobreza extrema y desconfianza histórica hacia las empresas extractivas. En este contexto, las comunidades ven a estas empresas como la institución responsable de proveer los bienes y servicios que necesitan. La falta de mecanismos efectivos de diálogo temprano, consulta previa oportuna y una gestión eficiente de los recursos provenientes del canon y regalías ha agravado el malestar social, generando protestas, bloqueos de instalaciones e incluso vandalización de infraestructura.



El caso del ONP, cuya operación ha sido interrumpida en múltiples ocasiones por conflictos sociales, es un ejemplo paradigmático de los altos costos que genera esta situación.

● Marco fiscal poco competitivo frente a la región

A nivel tributario, el régimen fiscal basado en regalías variables no ofrece suficientes incentivos para fomentar la inversión en exploración, especialmente en cuencas fronterizas, offshore o de difícil acceso. En comparación con países vecinos como Colombia, Brasil o Argentina, el Perú presenta un marco menos atractivo, al carecer de herramientas como esquemas de recuperación acelerada, deducción de gastos exploratorios o contratos de participación en la producción. Esta falta de competitividad ha restado dinamismo al sector, desplazando inversiones hacia jurisdicciones con mejores condiciones.

● Estrategia estatal limitada y debilitamiento de la promoción del sector

Perúpetro, entidad encargada de promover las inversiones en el sector, atraviesa actualmente una situación institucional crítica. Actualmente es una organización incompleta en número de personas, con muchas gerencias de área incluyendo la gerencia general en condición de "encargados", además requiere una reestructuración organizacional considerando el incremento de actividades y responsabilidades que les ha tocado asumir. A ello se suma un presupuesto insuficiente para atraer y retener talento técnico de alto nivel, lo cual limita su capacidad de ejecución. Además, la empresa enfrenta serias restricciones para realizar estudios de prefactibilidad o sísmica de promoción que fortalezcan su base de datos técnica, herramienta clave para atraer nuevos inversionistas. Esta carencia de insumos limita la posibilidad de poner a disposición del mercado información valiosa sobre el potencial hidrocarburífero nacional.

Finalmente, el país carece de una estrategia de promoción con visión de largo plazo, que contemple condiciones diferenciadas para zonas con mayor riesgo, mecanismos más ágiles de negociación y una propuesta de valor clara para nuevos inversionistas internacionales. Esta debilidad ha mermado la capacidad del Estado para competir por capitales en un entorno global altamente competitivo.



● **Narrativa pública adversa y ambigüedad en la política energética**

Finalmente, la percepción pública del sector hidrocarburos ha empeorado en los últimos años. Existe una narrativa creciente que asocia esta industria exclusivamente con impactos ambientales y cambio climático, sin reconocer su papel en la transición energética y su rol como materia prima para infinidad de productos. Esta visión reduccionista ha permeado el discurso político, generando ambigüedad en las señales que se emiten al mercado. Por ejemplo, la ausencia de una hoja de ruta clara sobre el rol estratégico del gas natural en la transición energética nacional genera incertidumbre, debilitando aún más la confianza de los inversionistas.

3.6. Estancamiento estructural: causas e impactos

La industria de hidrocarburos en el Perú enfrenta un estancamiento progresivo y estructural que, de no ser abordado con reformas estratégicas, puede comprometer la seguridad energética del país, su estabilidad fiscal y su competitividad en el contexto de la transición energética global.

● **Principales factores que limitan la inversión**

A lo largo del diagnóstico se han identificado múltiples obstáculos que desincentivan el desarrollo de nuevas actividades exploratorias y de explotación:

Cuadro N° 5: Factores que limitan la inversión en exploración y explotación

Categoría	Detalle resumido
Seguridad jurídica y contractual	La ausencia de mecanismos predecibles para la renovación o migración de contratos genera un entorno de incertidumbre que frena decisiones de largo plazo.
Exceso de tramitología	Los procedimientos para obtener permisos sociales, ambientales, arqueológicos, de agua y de servidumbre pueden tomar entre dos y cuatro años. La falta de una gestión eficiente la superposición de funciones entre entidades incrementa los costos y plazos de ejecución. Es preciso seguir algunos avances y buenas prácticas del sector minero e identificar los beneficios del proceso de desregularización o "shock desregulatorio" del MEF que busca eliminar barreras burocráticas.
Conflictos sociales	La ausencia de mecanismos efectivos de diálogo temprano, sumada a la baja ejecución del canon y regalías, alimenta tensiones sociales que se traducen en bloqueos, tomas de instalaciones y paralización de operaciones.
Condiciones fiscales poco competitivas	El esquema tributario vigente no ofrece incentivos atractivos para proyectos complejos o de alto riesgo, a diferencia de países vecinos como Colombia o Brasil.
Débil estrategia de promoción	Perúpetro opera con recursos humanos y presupuestales limitados, requiere repotenciar equipo con diversos perfiles técnicos, comerciales, marketing, planeamiento estratégico, así como potenciar herramientas técnicas suficientes como bases de datos actualizadas o estudios sísmicos.
Infraestructura deficiente	Muchas zonas con potencial hidrocarburífero carecen de vías de acceso, redes eléctricas, ductos o instalaciones de procesamiento, lo que encarece la operación y limita la monetización de reservas.
Narrativa negativa y ambigüedad política	Discurso público confuso sobre el rol de los hidrocarburos y la falta de hoja de ruta para la transición energética alimenta la percepción de riesgo entre inversionistas.

● Impactos del estancamiento del sector:

El debilitamiento de la inversión y producción de hidrocarburos genera efectos económicos y estratégicos de gran alcance:

Cuadro N° 6: Impactos del estancamiento del sector hidrocarburos

Categoría	Detalle resumido
Producción y reservas	La producción de petróleo crudo se mantiene en niveles históricamente bajos y no se han desarrollado nuevos yacimientos de gas natural que permitan reponer reservas.
Seguridad energética	Más del 70 % del petróleo refinado en el país es importado, lo que incrementa la vulnerabilidad ante choques de precios internacionales y genera un déficit comercial energético.
Autosuficiencia energética	De las 18 cuencas sedimentarias del país, solo cinco están en producción activa. La falta de perforación de nuevos pozos compromete la capacidad de autoabastecimiento a futuro.
Finanzas públicas	La disminución de regalías, canon y participación del Estado afecta la ejecución de proyectos de desarrollo en zonas productoras, amplificando brechas territoriales.
Desarrollo regional e industrial	La falta de expansión del gas natural frena proyectos industriales, la masificación en regiones fuera de Lima y el desarrollo de mercados como el GNV o la petroquímica.
Transición energética	El gas natural, como combustible de transición, pierde protagonismo ante la falta de nuevas inversiones que amplíen su acceso y reduzcan el uso de fuentes más contaminantes.
Capital humano	La contracción del sector implica la pérdida de capacidades especializadas y limita las oportunidades laborales para nuevos profesionales, debilitando la cadena de valor nacional.

Elaboración propia

● Conclusión del diagnóstico

El entorno operativo actual, sumado a la falta de señales claras de reforma, ha generado un círculo vicioso de baja inversión y menor producción, con efectos transversales para el país. Superar este estancamiento exige no solo ajustes normativos y contractuales, sino también un liderazgo político firme que reconozca el rol estratégico del sector dentro de una política energética moderna y sostenible.

En ese contexto, resulta clave complementar el diagnóstico con una visión territorial de las oportunidades existentes. Por ello, se incluye un anexo con información técnica sobre seis áreas y lotes con alto potencial de exploración y explotación,

tanto en la selva como en el litoral. Estos proyectos —que incluyen descubrimientos previos, campañas sísmicas recientes y procesos de reactivación— evidencian que el Perú cuenta con recursos subutilizados que podrían movilizar inversión, diversificar la producción y consolidar la seguridad energética nacional, si se implementan condiciones adecuadas para su desarrollo.

***Propuestas para el
fortalecimiento del
upstream de petróleo
y gas en el Perú***

04. Propuestas para el fortalecimiento del upstream de petróleo y gas en el Perú

La actividad de exploración y explotación de hidrocarburos en el Perú atraviesa una situación crítica. Tal como se ha expuesto en el diagnóstico, la inversión privada en el upstream ha mostrado una tendencia descendente durante más de una década, reflejo de un contexto cada vez menos competitivo frente a otras jurisdicciones de la región. Este estancamiento responde a una combinación de factores estructurales, normativos, institucionales y operativos, cuya persistencia ha reducido significativamente la capacidad del país para atraer nuevos capitales y desarrollar su potencial hidrocarburífero.

A pesar de contar con una geología de moderado potencial y mantener un interés relativo dentro de la comunidad de empresas inversionistas, el Perú no ha logrado posicionarse como un destino atractivo para la inversión, debido a

restricciones de información técnica, conflictividad social no resuelta, alta carga regulatoria, inseguridad jurídica y debilidad institucional. La situación del ONP, la fragmentación normativa y la falta de una estrategia estatal activa de promoción ilustran claramente los desafíos que enfrentan los operadores.

En este contexto, resulta urgente que el Estado peruano defina e implemente una agenda de transformación integral del sector. Esta agenda debe priorizar no solo la mejora de las condiciones para la inversión, sino también el uso estratégico de los hidrocarburos como fuente de desarrollo territorial, transición energética ordenada y sostenibilidad fiscal. Para ello, se han identificado cinco prioridades estratégicas, cuya articulación con los ejes de reforma propuestos se presenta a continuación:



Cuadro N° 7: Prioridades estratégicas y propuestas relacionadas

Prioridad estratégica	Descripción	Propuestas relacionadas
1. Establecer un marco energético integral y coherente con el desarrollo territorial	Actualizar la Política Energética Nacional para reflejar los desafíos actuales de seguridad energética, sostenibilidad y equidad territorial. Promover un uso más eficiente del canon y cerrar brechas en las zonas productoras.	4.1.1 Actualización de la Política Energética Nacional (PEN) al 2050. 4.1.2 Rol del gas natural en la transición energética. 4.1.3 Visión de autosuficiencia y matriz diversificada. 4.7.1 Rediseño del uso del canon para sostenibilidad territorial. 4.7.2 Proyectos de desarrollo con enfoque técnico y comunitario. 4.7.3 Supervisión efectiva y remediación ambiental.
2. Modernizar el marco legal y fiscal para fomentar la inversión en upstream	Reformar el marco normativo y fiscal vigente para aumentar la competitividad del país frente a otras jurisdicciones y facilitar nuevas inversiones en exploración y explotación.	4.2.1 Reforma de la LOH. 4.2.2 Revisión de la Ley de Canon y propuestas de flexibilización. 4.2.3 Modernización del Reglamento de Regalías. 4.2.4 Incentivos fiscales y financieros a la exploración y reinversión.
3. Fortalecer la seguridad jurídica, institucionalidad y gobernanza del sector	Mejorar la previsibilidad del marco contractual y reforzar las garantías legales para la inversión, con un enfoque en transparencia, protección de inversiones y meritocracia institucional.	4.3.1 Fortalecimiento del marco contractual y modelo de contrato. 4.3.2 Estabilidad jurídica y protección de inversiones. 4.3.3 Reforma del reglamento de calificación y estabilidad tributaria.
4. Reimpulsar la promoción estatal y las capacidades técnicas de Perúpetro	Rediseñar la estrategia de promoción de lotes y fortalecer Perúpetro como agencia técnica con capacidad proactiva, autonomía y personal calificado para atraer inversiones.	4.4.1 Rediseño de la estrategia de promoción de lotes. 4.4.2 Fortalecimiento institucional y técnico de Perúpetro. 4.4.3 Autonomía, meritocracia y gobernanza institucional.
5. Superar los cuellos de botella operativos y regulatorios	Mejorar las condiciones para la ejecución eficiente de proyectos mediante inversión en infraestructura crítica, simplificación de trámites, digitalización y articulación interinstitucional.	4.5.1 Optimización del Oleoducto Norperuano. 4.5.2 Mejora de acceso a zonas con potencial hidrocarburífero. 4.5.3 Modernización tecnológica y digitalización. 4.6.1 Mejorar gestión de trámites y permisos, y articulación interinstitucional. 4.6.2 Reformas al proceso de evaluación ambiental. 4.6.3 Gestión de pasivos ambientales y consulta previa.

Recuadro N° 3: Análisis FODA del sector hidrocarburos

Para complementar esta visión estratégica, a continuación, se presenta un análisis FODA que resume las principales **fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas** del sector hidrocarburos, en coherencia con la situación actual descrita en la sección 3. Esta herramienta permitirá identificar ejes prioritarios de intervención, al tiempo que orienta la definición de políticas públicas y acciones específicas que permitan aprovechar las ventajas existentes y mitigar los riesgos detectados.

FODA del sector:

Fortalezas	Oportunidades	Debilidades	Amenazas
• Imagen de Perúpetro es aceptable. • Terminos de contratación atractivos con oportunidad de mejora. • Capacidad de generar iniciativas de carácter contractual y normativo. • Estabilidad macroeconómica y riesgo país. • Estabilidad contractual y sistema tributario aceptable.	• Oportunidad para fortalecer Perúpetro. • Oportunidad de desarrollar mercado de gas natural. • Simplificar tramitología y permisología. • Urge mejorar reglamento de calificación de inversionistas. • Actualizar ley orgánica de hidrocarburos. • Oportunidad de proyectos integrados (Cuenca Marañón) • Mejorar calidad de servicio y data de banco de datos.	• Falta de liderazgo político al más alto nivel. • Injerencia política de entidades estatales. • Plazos de contratos petroleros, regalías altas, ley canon. • Falta de mecanismos para renovación o nuevos esquemas contractuales. • No existe un plan estratégico energético actualizado. • Tramitología y permisología en exceso. • Deficiente infraestructura. • Conflicto social y falta de presencia de estado. • Perúpetro en situación debilitada en su autonomía, organización e injerencia política.	• Conflictos socio - ambientales. • Limitada adecuación de las políticas en el tiempo. • Mayor participación y superposición de organismos regulatorios para emitir permisos. • Incremento de áreas naturales protegidas y reservas indígenas. • Mayor injerencia política con sesgo estatistas. • Narrativa negativa en comunidad sobre hidrocarburos. • Presencia de organismos anti industria son amenaza permanente.

Fuente: Arthur D. Little. - actualización propia

A continuación, se desarrolla de manera detallada cada una de las líneas de acción priorizadas, agrupando las propuestas en siete ejes temáticos: (i) lineamientos de política energética de largo plazo; (ii) reformas al marco legal y fiscal; (iii) fortalecimiento de la seguridad jurídica e institucionalidad; (iv) promoción estatal efectiva y fortalecimiento de Perúpetro; (v) infraestructura crítica y eficiencia operativa; (vi) tramitología, permisología y gestión socioambiental; y (vii) uso productivo del canon y cierre de brechas. Esta estructura permite abordar integralmente los factores limitantes identificados en el diagnóstico y establecer una hoja de ruta para el fortalecimiento sostenible del sector.

4.1. Lineamientos de política energética de largo plazo

4.1.1. Actualización de la Política Energética Nacional al 2050

La PEN actualmente vigente, con horizonte al 2040, debe ser actualizada y extendida al año 2050 a fin de

reflejar los profundos cambios tecnológicos, climáticos y socioeconómicos que enfrenta el sector energético. Esta actualización debe partir de una mirada realista sobre el contexto nacional, reconociendo la disponibilidad de recursos gasíferos, los compromisos internacionales del Perú frente al cambio climático y las limitaciones actuales de acceso y competitividad energética.

El nuevo marco debe garantizar el equilibrio del trilema energético —seguridad energética, accesibilidad y sostenibilidad— considerando al gas natural como el combustible de la transición energética y, para ello, se requiere liderazgo político al más alto nivel. Además, debe precisarse el “cómo”, “quién” y “cuándo” de su implementación.

Entre los pilares estratégicos de esta política se encuentran:

- Avanzar hacia la autosuficiencia energética nacional, con énfasis en una matriz diversificada.

- Impulsar la electrificación y el uso de combustibles limpios en los sectores de mayor huella de carbono, como el transporte.

- Masificación de tecnologías limpias (solar, eólica, hidráulica, geotérmica, e hidrógeno de bajas emisiones) y de almacenamiento energético descentralizado.

- Diseñar mecanismos regulatorios, financieros e institucionales para alcanzar una economía carbono-neutral, resiliente y competitiva al 2050.

La presente política debe ser agnóstica en cuanto a tecnologías, dando cabida a todas las fuentes que contribuyan a reducir emisiones y fortalecer la seguridad energética, dentro de un marco técnico y estratégico sólido.

4.1.2. Rol del gas natural en la transición energética

En el proceso de transición hacia una matriz energética más limpia, el gas natural nacional representa un vector estratégico clave. Su disponibilidad en el territorio, su menor huella de carbono frente a otros combustibles fósiles y su versatilidad lo posicionan como una alternativa eficiente y viable en el corto y mediano plazo.

El gas puede cumplir un doble rol: facilitar el reemplazo de combustibles altamente contaminantes, especialmente en el transporte y la industria, y servir como respaldo a una matriz creciente en renovables variables como la solar y la eólica. Asimismo, su aprovechamiento puede contribuir a la autosuficiencia energética, reduciendo la vulnerabilidad frente a factores externos.

Para maximizar su potencial, se requiere:

- Promover incentivos para la exploración y explotación responsable del recurso.

- Ampliar la infraestructura para su uso descentralizado y competitivo.

- Integrar el gas en los planes de masificación energética con visión climática.

El diseño de esta estrategia debe estar alineado con la actualización de la PEN, pero enfocándose en la puesta en valor específica del recurso gasífero como pilar de corto plazo para una transición energética ordenada y justa.

4.1.3. Visión de autosuficiencia y matriz diversificada.

La transición energética en el Perú debe orientarse hacia una autosuficiencia energética progresiva, que combine el aprovechamiento racional de los recursos nacionales con una diversificación creciente de la matriz energética. Esta visión implica reducir la dependencia de derivados importados, fortalecer la producción interna, con especial atención al gas natural por ser el hidrocarburo más limpio, y garantizar el acceso a energía asequible en todo el territorio.

La autosuficiencia energética no debe entenderse como aislamiento, sino como una estrategia de resiliencia frente a volatilidades internacionales, y como un motor para el desarrollo económico interno, particularmente en zonas productoras. Para ello, resulta clave:



- Fomentar la exploración, explotación y producción nacional de energéticos, incluyendo petróleo, gas y biocombustibles.

- Asegurar una matriz energética que diversifique fuentes, con participación creciente de renovables competitivas y tecnologías de almacenamiento.

- Promover políticas públicas que incentiven la inversión y la innovación tecnológica en generación, distribución y consumo eficiente de energía.

Este enfoque permitirá al Perú enfrentar con mayor fortaleza los retos futuros, consolidando una matriz energética robusta, limpia y resiliente, compatible con los objetivos climáticos y de desarrollo territorial.

4.1.4. Impulso a la industria petroquímica basada en gas natural

El gas natural no solo es un recurso energético clave en la transición hacia una matriz más limpia, sino también una materia prima estratégica para el desarrollo industrial. El Perú cuenta con reservas de gas natural suficientes para garantizar el abastecimiento interno en el mediano y largo plazo, lo que abre una oportunidad estratégica para fomentar una industria de transformación energética con alto valor agregado, siendo la petroquímica una de las apuestas más relevantes.

El establecimiento de un complejo petroquímico en territorio nacional permitiría aprovechar un recurso primario aún subutilizado, generando encadenamientos productivos, empleo calificado, atracción de inversión privada y expansión de las exportaciones no tradicionales. Este tipo de desarrollo industrial contribuiría también a diversificar la matriz económica del país y reducir la dependencia de las importaciones en sectores clave como la agricultura.

Impulsar una industria petroquímica nacional centrada en la producción de fertilizantes es, por tanto, una inversión estratégica que permite alinear los objetivos de seguridad alimentaria, reactivación industrial, desarrollo territorial y uso eficiente del gas natural peruano. Este tipo de inversión actuaría como ancla para la demanda sostenible de gas, generando efectos multiplicadores en empleo, infraestructura, exportaciones y competitividad agrícola, en línea con una política energética integrada y de largo plazo.

A continuación, se detallan las condiciones que favorecen el desarrollo de una industria petroquímica nacional competitiva:

- El mercado agrícola nacional presenta una demanda insatisfecha: más del 57 % del consumo de fertilizantes sintéticos se concentra en departamentos agrícolas estratégicos como Cajamarca, Áncash, Piura, La Libertad, Junín y Cusco.

- El país no cuenta actualmente con producción local de amoníaco, insumo fundamental para la urea y otros



fertilizantes. Esto abre una oportunidad concreta para sustituir importaciones y abastecer la demanda nacional y regional en países de la costa del Pacífico con fuerte demanda agrícola, como Ecuador, Colombia y Chile, fortaleciendo la integración energética y comercial regional.

- Zonas como la costa sur o el norte cercano al hub de Piura presentan ventajas logísticas: acceso a puertos, cercanía a la red de gasoductos y demanda agrícola significativa.

- Se estima que una planta de fertilizantes a escala mundial requeriría entre 80 y 100 MMPD de gas natural, generando una demanda ancla adicional que contribuiría a la sostenibilidad de las reservas.

- El proyecto podría movilizar inversiones superiores a US\$1,000 millones, generar más de 5,000 empleos directos e indirectos, y reducir significativamente el déficit comercial en fertilizantes.

- La existencia de transporte primario desde Camisea hasta la costa central y, potencialmente, el uso de las instalaciones de la concesión que opera en la región Ica constituye una condición viable para la puesta en marcha del proyecto, ya que mantienen capacidad de transporte suficiente.

- Adicionalmente, existen otras alternativas como el proyecto del Gasoducto Costero (100% privado) y los activos del SIT-Gas (ex Gasoducto del Sur), actualmente paralizados, pero con posibilidad de ser reactivados mediante un fideicomiso que permita continuar su construcción.

En este marco, se propone lo siguiente para promover la industria petroquímica en el Perú:

- Dar seguimiento al Decreto Legislativo N.º 1686 (octubre de 2024), que establece medidas especiales para impulsar el desarrollo de la industria petroquímica.

- Conformar una Comisión Multisectorial de Alto Nivel con participación de MINEM, Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), Ministerio de la Producción (PRODUCE), Ministerio de Desarrollo Agrario y Riego (MIDAGRI), Osinergmin, Agencia de Promoción de la Inversión Privada (ProInversión), gobiernos

regionales y el sector privado.

- Diseñar un marco normativo habilitante, con reglas predecibles, régimen fiscal competitivo y acceso garantizado al gas natural a precios razonables.
- Promover activamente el proyecto petroquímico ante inversionistas internacionales, mediante asociación público-privado (APP), esquemas cofinanciados o joint ventures.
- Identificar y gestionar anticipadamente impactos sociales y ambientales, con planificación territorial adecuada y beneficios tangibles para las comunidades.

4.2. Reformas al marco legal y fiscal

La actualización del marco normativo del sector hidrocarburos constituye un eje central para revertir el estancamiento exploratorio, la caída de la inversión y la pérdida de competitividad del Perú frente a otras jurisdicciones. Como se indicó en la sección 3, la vigencia de normas desfasadas, la falta de flexibilidad contractual y la existencia de marcos fiscales poco competitivos figuran entre los principales factores estructurales que limitan el desarrollo del upstream. En ese contexto, se presentan a continuación las propuestas de modificación normativa, agrupadas por instrumento legal, que permitirían crear un entorno más predecible, eficiente y atractivo para los inversionistas.

4.2.1. Reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH).

La LOH, vigente desde 1993, requiere una actualización urgente que permita agilizar trámites administrativos de toda índole y fortalecer el rol de Perúpetro como agencia promotora del recurso.

Como se analizó en la sección de diagnóstico, la actual normativa no solo ralentiza el proceso de exploración y producción, sino que también impide una gestión eficiente del potencial geológico aún inexplorado del país.

Las propuestas planteadas incluyen:

- Homologar plazos de contratos de petróleo y gas a 40 años, con opción a ampliación por diez años adicionales.
- Permitir prórrogas de contratos por periodos de 10 años hasta el límite económico, lo cual otorgaría viabilidad a inversiones adicionales.
- Establecer que los derechos de explorar y producir ante la salida no programada de un contratista pasen a Perúpetro, a fin de preservar los derechos adquiridos sobre la zona o lote y evitar la superposición de actividades incompatibles.
- Autorizar a Perúpetro a desarrollar y mejorar información geológica de zonas y lotes, mediante la modificación del artículo (art.) 6 de la LOH y del art. 3 de su Ley de Organización y Funciones de Perúpetro (referido a su objeto social).
- Reforzar la posición de Perúpetro frente a otras entidades del Estado que pretendan crear o modificar normas que afecten las actividades de hidrocarburos actuales, exigiendo que su opinión sea vinculante y establecer responsabilidad a la inobservancia de lo establecido en el art. 4 de la LOH.

4.2.2. Revisión de la Ley de Canon y propuestas de flexibilización.

El canon petrolero y gasífero constituye una herramienta poderosa para promover el desarrollo territorial en las zonas productoras. Sin embargo, como se discutió previamente, el actual esquema de distribución e indexación genera distorsiones que afectan tanto la competitividad del régimen fiscal como la sostenibilidad del sistema de inversión pública en los territorios donde operan las actividades del upstream. Actualmente, el canon petrolero se define como el 18.75 % del valor de la producción más el 50 % del IR generado por la empresa operadora, mientras que en el caso del gas natural corresponde al 50 % de la regalía establecida en el contrato más el 50 % del IR.

Este diseño presenta limitaciones:

- Para el petróleo, la indexación al valor bruto de producción limita la posibilidad de negociar regalías más competitivas, lo cual reduce el atractivo del país frente a otros mercados con mayor flexibilidad fiscal.
- Aunque el esquema del gas natural está más alineado con estándares internacionales, aún restringe el balance entre ingresos públicos y competitividad.

En respuesta, se propone una modificación normativa que establezca:

- Canon equivalente al 50 % de la regalía efectivamente negociada en el contrato de licencia, ya sea de petróleo o gas natural.
- 50 % del IR recaudado por la operación.





Este cambio busca introducir mayor flexibilidad para adaptar las condiciones fiscales a la realidad geológica y económica de cada proyecto, manteniendo la equidad territorial sin comprometer la competitividad del Perú frente a otros países productores.

Adicionalmente, se plantea una adecuación normativa en línea con el art. 77 de la Constitución, que establece que el canon debe basarse en los ingresos efectivamente percibidos por el Estado (regalías e impuestos) y no en el valor bruto de la producción, como ocurre actualmente.

4.2.3. Modernización del Reglamento de Regalías.

El Decreto Supremo N.º 049-93-EM regula el régimen de regalías y retribuciones aplicable a los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos. Si bien ha cumplido un rol importante desde su promulgación, requiere ser actualizado para responder a los desafíos actuales en materia de competitividad, atracción de inversión y transición energética.

Como se identificó en el diagnóstico, las metodologías actuales generan complejidad e incertidumbre en los inversionistas, lo cual afecta negativamente la toma de decisiones sobre exploración y producción. En particular, el Perú presenta un rango amplio de regalías (5–48 %), lo que genera falta de competitividad frente a países de la región con esquemas más estandarizados.

En respuesta, se propone las siguientes modificaciones:

- Eliminar las metodologías de Factor R y Producción Acumulada con ajuste de precio, por su complejidad en su gestión.
- Establecer que las metodologías de Escala de Producción y Resultado Económico apliquen a todo tipo de contrato, ya sea de “exploración y explotación” o de “explotación”.
- Permitir que las regalías tengan ajustes automáticos de los porcentajes según la zona de producción, utilizando metodologías de ajuste de acuerdo con las fluctuaciones del precio internacional, lo cual garantizaría operaciones sostenibles en diversos contextos.
- Incorporar dentro de las facultades de Perúpetro la posibilidad de negociar regalías preferenciales de manera excepcional, en función de condiciones como explotación no convencional, petróleo extrapesado, yacimientos marginales o ausencia de infraestructura de transporte, conforme a la Ley N.º 28109.

Estas propuestas se alinean con buenas prácticas internacionales, como se evidencia en el cuadro comparativo de regalías regionales incluido en el documento base, donde países como México, Colombia y Argentina aplican esquemas más flexibles que permiten ajustes según características del proyecto.

Cuadro N° 8: Referencias del costo de regalías en países de la región

País	Producto	Escala de Regalías (%)
Brasil	Petróleo / Gas	5 – 15%
México	Petróleo / Gas	7.5% base + variable (hasta ~15%)
Argentina	Petróleo / Gas	12% (puede variar 5 – 18%)
Colombia	Petróleo / Gas	6 – 25%
Venezuela	Petróleo	20 – 30%
Venezuela	Gas natural	20%
Perú	Petróleo / Gas	5 – 48%
Bolivia	Petróleo / Gas	18% (fijo)
Trinidad y Tobago	Petróleo / Gas	12.5%

1. Los rangos reflejan regalías aplicadas según normativa general.
2. En varios casos, hay condiciones específicas por tipo de contrato, ubicación (onshore/offshore), tamaño del proyecto o tipo de operador.
3. En Bolivia, además de la regalía del 18%, se aplica el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) de 32%, lo que eleva la carga total efectiva.

Fuentes: Diversas⁶



4.2.4. Incentivos fiscales y financieros a la exploración y reinversión.

La reactivación de la actividad exploratoria y productiva en el Perú requiere de un enfoque integral que combine estabilidad regulatoria, eficiencia operativa y un marco de incentivos adecuado. En este contexto, se vuelve necesario diseñar incentivos fiscales y financieros que promuevan la rentabilidad social, mantengan el equilibrio fiscal y estimulen la exploración responsable, especialmente en zonas off shore y cuencas maduras o de alto costo de desarrollo.

Estos instrumentos no solo contribuirían al autoabastecimiento energético del país, sino también a una transición ordenada hacia una matriz energética más limpia y diversificada, de acuerdo con los objetivos de largo plazo.

Entre las propuestas específicas destacan las siguientes:

- Revisión de la Ley N.° 28109, orientada a la promoción de inversiones en la explotación de recursos y reservas marginales, para que se permita su aplicación.
- Mecanismos fiscales orientados a la inversión (Ver Cuadro N° 9).

⁶ A continuación, se presenta el detalle de las fuentes:

- Brasil: ANP Resolução N.° 853/2021; Ley 9.478 (art. 50); contratos PSA (15%)
- México: Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LSH), Art. 33 y 34; CNH
- Argentina: Ley 17.319, Art. 59; ICLG Oil & Gas Regulation 2025
- Colombia: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH); Acuerdo 02 de 2017; ICLG Oil & Gas 2025
- Venezuela: Ley Orgánica de Hidrocarburos (2001); Gaceta Oficial N.° 37.323 – LOHG (1999) art 55
- Perú: D.S. N° 049-93-EM y D.S. N° 017-2003-EM (Reglamento de Regalías)
- Bolivia: Ley de Hidrocarburos N° 3058 (2005), Art. 53; IDH: Ley 3058 Art. 54
- Trinidad y Tobago: Petroleum Taxes Act; Ministry of Energy T&T Budget 2022–2025

Cuadro N° 9: Mecanismos fiscales orientados a la inversión exploratoria

Mecanismo fiscal	Descripción
Deducción acelerada de gastos exploratorios	Se propone un mecanismo similar al artículo 74 de la Ley General de Minería, que permitiría al contratista optar por deducir los gastos de exploración en el año en que se incurren o capitalizarlos para amortizarlos cuando inicie la extracción comercial, brindando flexibilidad ante variaciones de precios internacionales. Aunque el artículo 50 de la LOH permite amortizar gastos de exploración sin extracción comercial e incluso transferirlos a otro contrato, su reglamento limita esta posibilidad solo a casos de “suelta”, excluyendo cesiones contractuales o retiros
Créditos fiscales por inversión en exploración	El IGV generado por las actividades del contratista constituye crédito fiscal. No obstante, cuando se trata de proyectos en fase de exploración, el régimen de recuperación definitiva del IGV –establecido por la Ley N.° 27624– permite la devolución anticipada de dicho impuesto, aliviando el flujo de caja e incentivando la inversión en esta etapa de alto riesgo. Este beneficio, vigente hasta 2027 y sujeto a sucesivas prórrogas, contrasta con regímenes similares permanentes en países como Colombia y México, que otorgan mayor certidumbre y atractivo para la inversión exploratoria.
Amortización acelerada de inversiones en recuperación secundaria o terciaria	Similar a la propuesta de deducción acelerada de gastos exploratorios para pozos abandonados temporalmente ATA.
Exoneración temporal del impuesto general a las ventas (IGV) para importación de bienes de capital	El beneficio tributario para la importación de bienes de capital está vigente por un plazo máximo de 4 años y se limita a una lista específica de bienes, originalmente de 1994 y actualizada en 2017, vinculada a los regímenes de estabilidad tributaria. Sin embargo, esta lista requiere mayor flexibilidad para adaptarse al avance tecnológico. Por ejemplo, no contemplaba plataformas flotantes de perforación [drillships], lo que generó riesgos e incertidumbre jurídica en casos como el de Karoon, incluso tras modificar la lista y aun así había riesgo porque no estaba dentro de la estabilidad del contratista.
Estabilidad tributaria diferenciada según características del proyecto	El modelo de estabilidad tributaria tipo “foto”, que congela el régimen vigente al momento de suscribir el contrato, ha sido descartado en otras jurisdicciones por su rigidez, ya que impide evaluar los efectos de futuras reformas fiscales. Además, no se permite una renuncia parcial a disposiciones que resulten desfavorables para el contratista, salvo que esté expresamente autorizada por ley.

Elaboración propia

4.2.5. Esquema tarifario para la promoción de la masificación del gas natural

La competitividad tarifaria es uno de los factores más determinantes para avanzar en la masificación del gas natural a nivel nacional. Si bien Lima y Callao concentran la mayor parte de usuarios gracias a economías de escala y menores costos de infraestructura, otras regiones enfrentan tarifas significativamente más altas, lo cual limita su expansión y sostenibilidad.

Esta brecha se debe en gran parte a los altos costos fijos que enfrentan las concesiones regionales, así como a la menor densidad poblacional y demanda agregada en zonas del interior del país.

En respuesta, se propone:

- Incorporar un esquema de solidaridad tarifaria y subsidio cruzado, revisando el contenido del Proyecto de Ley N.º 679, con el objetivo de garantizar que todos los usuarios regulados, independientemente de su ubicación geográfica, accedan a tarifas competitivas y sostenibles.

4.2.6. Reorientación estratégica del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE)

El FISE ha sido un instrumento fundamental para impulsar el acceso a la energía en sectores vulnerables, especialmente mediante programas como BonoGas (conexiones residenciales) y Ahorro GNV (conversión vehicular). Sin embargo, las proyecciones del MINEM indican una probable insuficiencia de fondos en la próxima década si no se adoptan medidas correctivas.

A fin de garantizar la sostenibilidad de los programas de masificación del gas natural y cumplir las metas de cobertura nacional, es necesario optimizar el uso de los recursos del FISE mediante una reorientación estratégica de sus líneas de intervención y criterios de asignación.

- Reasignar temporalmente los recursos del FISE —por un periodo mínimo de cinco años— para priorizar las metas de masificación del gas natural en regiones fuera de Lima y Callao.
- Establecer mecanismos de priorización geográfica y por nivel de pobreza energética, que permitan focalizar mejor el gasto público, reduciendo desigualdades territoriales en el acceso al gas.
- Actualizar el marco normativo del FISE para fortalecer su rol como instrumento promotor del cierre de brechas energéticas, con criterios técnicos y sostenibilidad fiscal.

4.3. Seguridad jurídica, institucionalidad y estabilidad

Una condición indispensable para atraer inversiones de largo plazo en el sector hidrocarburos es la existencia de un

entorno predecible, transparente y estable. Las decisiones de inversión, especialmente en exploración y desarrollo de nuevos proyectos, están fuertemente condicionadas por la claridad de las reglas de juego, la fortaleza institucional de los entes reguladores y la existencia de garantías efectivas frente a arbitrariedades o cambios unilaterales. En el caso peruano, la necesidad de fortalecer la seguridad jurídica y contractual ha sido señalada de forma reiterada por los actores del sector como una de las preocupaciones para la inversión. Esto se refleja tanto en la falta de uniformidad en los contratos como en la limitada articulación entre normas y políticas públicas relacionadas.

En ese contexto, se presentan a continuación las propuestas de reforma orientadas a fortalecer el marco contractual del Estado, garantizar una mayor protección jurídica para las inversiones y modernizar los reglamentos claves que regulan la calificación de empresas y los regímenes de estabilidad tributaria.

4.3.1. Fortalecimiento del marco contractual y modelo flexible de contrato

El marco contractual vigente, alineado a la LOH, ha permitido el desarrollo de diversas operaciones en el país. Sin embargo, existe margen para optimizar su diseño con el propósito de fortalecer la relación contractual y mejorar la eficiencia operativa. Esta revisión debe orientarse a promover la inversión y producción sostenibles, asegurar la viabilidad económica de las operaciones y facilitar mecanismos que maximicen la recuperación de los recursos del lote, por ello también es necesario contar con un modelo de contrato flexible, que pueda adaptarse a la realidad de cada operación.

En ese contexto, se propone:

- Exigir garantías contractuales alineadas a las buenas prácticas internacionales del sector.
- Establecer condiciones claras para la cesión y terminación de contratos, lo cual fortalecería la predictibilidad jurídica de los acuerdos.
- Adecuar los seguros exigidos a la naturaleza y riesgos específicos de cada operación.
- Permitir modificaciones contractuales menores sin necesidad de emitir un Decreto Supremo, agilizando así los procesos de ajuste contractual.
- Reformular la cláusula anticorrupción para garantizar proporcionalidad en su aplicación. Esta debe:
 - Mantener un enfoque preventivo y sancionador.
 - Evitar que su aplicación implique la resolución del contrato por hechos no atribuibles directa y fehacientemente al contratista.
 - Preservar el equilibrio entre integridad contractual y seguridad jurídica.

4.3.2. Estabilidad jurídica y protección de inversiones

Para garantizar un entorno propicio a la inversión en hidrocarburos, es fundamental consolidar un marco de estabilidad jurídica y administrativa de manera transversal a todos los ministerios y órganos adscritos. Ello implica asegurar el respeto irrestricto a los contratos vigentes y minimizar los factores de incertidumbre legal y operativa que enfrentan actualmente los inversionistas. Tal como se abordó en el diagnóstico, aspectos como la superposición o colindancia con ANP, el uso indebido de acciones legales, la carga regulatoria excesiva y la limitada capacidad estatal de respuesta han debilitado el entorno de inversión en el sector.

Frente a ello, se proponen las siguientes medidas:

- Fortalecer la capacidad del Estado para garantizar la seguridad operativa, especialmente en zonas con conflictos sociales. Para ello, se debe implementar el Decreto Supremo N.º 005-2021-IN, que reconoce a la infraestructura hidrocarburífera como parte de los Activos Críticos Nacionales.

4.3.3. Reforma del reglamento de calificación y estabilidad tributaria.

A partir del diagnóstico se identificaron dos instrumentos clave que requieren ajustes normativos para fomentar un entorno más atractivo y coherente para la inversión en hidrocarburos: el Reglamento de Calificación de Personas Naturales o Jurídicas para Suscribir Contratos de Hidrocarburos y el Reglamento de Estabilidad Tributaria.

El primero establece los criterios mediante los cuales el Estado, a través de Perúpetro, evalúa la capacidad técnica, legal, económica y financiera de las empresas interesadas en realizar actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Por su parte, el segundo establece las condiciones para que los inversionistas puedan acceder a convenios que protejan sus inversiones frente a cambios normativos, garantizando predictibilidad y estabilidad en el tiempo.



Si bien ambos reglamentos se complementan para asegurar la idoneidad de los inversionistas y brindar predictibilidad jurídica, se han identificado disposiciones que podrían estar actuando como barreras al ingreso de nuevos actores o desincentivando actividades exploratorias. En respuesta, se propone lo siguiente:

a) Reglamento de calificación

- Asegurar que en la evaluación económico-financiera se prioricen criterios como solvencia, solidez y liquidez del postor.
- Permitir que el patrimonio neto residual tenga validez si el activo puede convertirse en liquidez comercialmente.
- Establecer que el patrimonio neto residual sea una alternativa complementaria y no una barrera que pueda descalificar al postor automáticamente.
- Reconocer los flujos proyectados provenientes de las actividades económicas realizadas por el postor, incluyendo – de ser el caso – los flujos netos provenientes de la explotación de reservas probadas de hidrocarburos sobre los que tiene derecho de explotación

b) Reglamento de estabilidad tributaria

- Modificar el art. 10 del reglamento, el cual actualmente incentiva la devolución de lotes exploratorios, a fin de alinearlos con el art. 50 de la LOH, que promueve la exploración.

4.3.4 Reforma del marco regulatorio para promover la inversión en gas natural

El actual entorno regulatorio ha sido percibido como excesivamente sancionador e impredecible, con criterios poco proporcionales entre las infracciones y las multas impuestas por entidades como Osinergmin o gobiernos subnacionales. Esto incrementa el riesgo regulatorio y actúa como un desincentivo para el ingreso de nuevos operadores o la expansión de inversiones en infraestructura de distribución.

En un contexto donde se requiere ampliar la cobertura y atraer operadores en regiones con menor densidad poblacional o márgenes más estrechos, resulta indispensable contar con un marco normativo técnico, estable y con reglas proporcionales a la naturaleza de las actividades. Esta certidumbre es clave para reducir barreras de entrada y dinamizar la masificación del gas natural.

En este sentido, se propone:

- Reformar el marco legal para hacerlo más promotor, técnico y predecible, estableciendo reglas claras para el desarrollo de infraestructura por red de ductos y mecanismos alternativos como el gasoducto virtual o el GNL a pequeña escala.
- Revisar el sistema sancionador de Osinergmin y

otras entidades fiscalizadoras, introduciendo criterios de razonabilidad, gradualidad y corrección voluntaria, sin debilitar la fiscalización.

4.4 Promoción estatal efectiva y fortalecimiento de Perúpetro

El diagnóstico ha puesto en evidencia la pérdida de dinamismo en la promoción de nuevos lotes petroleros y las limitaciones institucionales de Perúpetro para cumplir de forma eficaz con sus funciones de administración y atracción de inversiones en el sector hidrocarburos. Una política moderna de hidrocarburos requiere contar con una entidad promotora que actúe de manera proactiva, estratégica y técnicamente sólida en el proceso de atracción de inversiones. Esto es especialmente importante ante la necesidad de flexibilidad para responder a contextos complejos y particulares en el sector.

En ese marco, se presentan a continuación las propuestas de rediseño de la estrategia de promoción, fortalecimiento técnico e institucional, y mejora del modelo de gobernanza de Perúpetro.

4.4.1 Rediseño de la estrategia de promoción de lotes.

Se requiere fortalecer la estrategia de promoción de Perúpetro para que se encuentre alineada con las características geológicas, sociales y operativas de los distintos territorios, y así mejorar su capacidad para atraer nuevos inversionistas en zonas con potencial. A ello se suma la necesidad de reforzar la comunicación con las comunidades y contar con información geológica más robusta para sustentar las oportunidades de inversión.

Por ello, se proponen las siguientes medidas:

- Realizar estudios geológicos y técnicos que permitan reforzar el banco de datos de Perúpetro que permita mayor evidencia a su labor promotora.
- Fortalecer las acciones de socialización y comunicación en territorios con potencial hidrocarburífero, para acercar la industria a las comunidades y generar condiciones habilitantes para la inversión.

4.4.2. Fortalecimiento institucional y técnico de Perúpetro.

La industria de petróleo y gas enfrenta crecientes desafíos de índole tecnológica, económica, social y ambiental, tanto a nivel global como en el Perú. Sin embargo, la limitada capacidad operativa y organizacional de Perúpetro constituye una barrera crítica para el cumplimiento eficiente de sus funciones en el upstream. La alta rotación de directivos, las restricciones presupuestarias y la baja autonomía frente al poder político reducen la eficacia de su labor técnica y estratégica. El fortalecimiento de la institución debe incluir



una reorganización profunda y la mejora de su capacidad técnica y tecnológica, de manera que pueda responder a los desafíos actuales del sector.

En ese sentido, se recomienda:

- Reestructurar internamente la organización, promoviendo roles definidos, pensamiento crítico y una cultura de servicio alineada a objetivos principales de la organización: atraer inversión, supervisar contratos eficientemente y maximizar el valor presente de los recursos hidrocarburíferos del país.
- Reforzar con personal técnico especializado, en particular el área de supervisión de contratos.
- Desarrollar procesos eficaces de selección y retención de talento especializado, con énfasis en perfiles técnicos y esquemas de compensación competitivos, especialmente en los niveles ejecutivos.

4.4.3 Autonomía, meritocracia y gobernanza institucional

El fortalecimiento de Perúpetro exige no solo capacidades técnicas operativas, sino también una institucionalidad sólida, libre de injerencias políticas y basada en principios de gobernanza moderna. Como se ha señalado, la alta rotación de directivos, la limitada autonomía decisional y las restricciones presupuestarias han debilitado su capacidad de gestión estratégica. En ese contexto, se propone consolidar una arquitectura institucional que garantice la estabilidad, la meritocracia y la neutralidad política en la toma de decisiones.

Las propuestas son las siguientes:

- Revisar la adscripción institucional de Perúpetro, considerando su reubicación bajo la PCM o su fortalecimiento dentro del marco actual de Fondo Nacional de Financiamiento

de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE), para otorgarle mayor capacidad de acción e influencia estatal.

- Impulsar la aprobación del Proyecto de Ley N.º 297-2021-CR, que plantea reformas clave para optimizar la estructura organizacional y funcional de Perúpetro.
- Garantizar una gestión libre de interferencias políticas o intereses particulares, promoviendo decisiones técnicas alineadas a los objetivos estratégicos del sector.
- Establecer un modelo de gobernanza meritocrático, con procesos de selección de los miembros del directorio basados en criterios técnicos y de mérito que respondan a las necesidades reales de la organización.
- Asegurar la continuidad del Presidente del Directorio y de los directores por el periodo legal de seis años establecido por la Ley N.º 26225, lo que permitirá consolidar una visión institucional de largo plazo.
- El Presidente del Directorio debe ejercer el cargo como Presidente Ejecutivo a tiempo completo y remunerado, dada la naturaleza estratégica y operativa de sus funciones.

4.5. Infraestructura crítica y eficiencia operativa

Una estrategia de fortalecimiento del sector hidrocarburos debe incorporar medidas orientadas a mejorar la infraestructura operativa y las condiciones logísticas que afectan la producción y exploración, especialmente en zonas como la Amazonía, y otras regiones fuera de Lima e Ica. Tal como se detalló en el diagnóstico, estas regiones enfrentan altos costos operativos, dificultades de acceso y riesgos asociados a conflictos sociales. En ese marco, se presentan a continuación las propuestas vinculadas a la recuperación del ONP, la mejora del acceso a zonas con potencial hidrocarburífero y la modernización tecnológica del sector.

4.5.1. Recuperación y adecuación del Oleoducto Norperuano (ONP). y construcción de gasoductos para descentralizar el gas natural

El ONP constituye un activo estratégico para el sector, indispensable para el aprovechamiento de los recursos de la selva norte, es considerado como activo crítico nacional (ACN) desde el año 2017. Sin embargo, enfrenta una alta frecuencia de interrupciones, deficiencias operativas, atentados contra su infraestructura, incumplimientos respecto al marco regulatorio aplicable al sistema de transporte por ductos y un esquema tarifario poco competitivo. Esta situación ha afectado directamente la viabilidad de los proyectos upstream en la cuenca Marañón y otras áreas productoras.

En esa línea, se proponen las siguientes medidas:

- Concesionar la operación del ONP a un operador privado especializado, bajo los lineamientos del Reglamento para el Transporte de Hidrocarburos por Ductos (DS 081-2007-EM).

- Aplicar una estructura tarifaria basada en calidad de servicio y estándares internacionales, en lugar de un modelo de recuperación de costos sobre volúmenes efectivamente transportados.

- Reforzar la protección conjunta por parte de la Policía Nacional, Fuerzas Armadas, acciones legales contra quienes atenta con el activo e implementar participaciones activas de comunidades locales.

- Garantizar la presencia efectiva del Estado en zonas de influencia del oleoducto, mediante provisión de servicios básicos como salud, educación, agua potable, energía eléctrica y conectividad.

4.5.2. Mejora de acceso a zonas con potencial hidrocarburífero

Las condiciones logísticas en muchas zonas con potencial hidrocarburífero –especialmente en selva norte, centro y sur – elevan significativamente los costos operativos y riesgos de desarrollo, limitando el interés de los inversionistas. Estas dificultades de acceso fueron abordadas en el diagnóstico como un factor estructural que afecta la competitividad del país en materia de exploración.

Frente a ello, se propone:

- Mejorar la infraestructura vial, fluvial y de conectividad hacia zonas con alto potencial hidrocarburífero, priorizando corredores logísticos estratégicos.
- Promover alianzas intergubernamentales para facilitar el desarrollo de infraestructura habilitante en coordinación con gobiernos subnacionales.
- Incorporar criterios de acceso logístico en la estrategia de priorización de lotes a promover.

4.5.3. Modernización tecnológica y digitalización

La modernización del sector upstream requiere actualizar sus capacidades tecnológicas tanto a nivel operativo como institucional. Las limitaciones técnicas y de automatización dentro de entidades como Perúpetro reducen su capacidad para supervisar eficientemente los contratos y atraer inversión de manera competitiva.

Por ello, se recomienda:

- Invertir en sistemas de digitalización y automatización de procesos en Perúpetro, especialmente en sus funciones de supervisión y gestión contractual.
- Desarrollar sistemas de información georreferenciada y herramientas digitales que mejoren la transparencia y eficacia de la gestión contractual.
- Establecer incentivos internos para una atención ágil y eficiente a solicitudes de contratistas e inversionistas.



4.5.4. Infraestructura de transporte para la masificación del gas natural

Uno de los principales cuellos de botella para la expansión del gas natural en el Perú es la falta de nueva infraestructura de transporte desde la puesta en operación del sistema Camisea en 2004. Esta limitación afecta la cobertura territorial, encarece el recurso y reduce la seguridad energética en diversas regiones.

En respuesta, se propone:

- Agilizar el desarrollo del Proyecto SIT-GAS, actualmente paralizado por conflictos legales, promoviendo alternativas como la creación de un fideicomiso que permita utilizar los activos existentes para continuar su construcción.
- Evaluar la viabilidad de un ducto costero complementario que conecte zonas con demanda industrial latente.
- Continuar con los planes para construir plantas de regasificación en la región Cusco, a fin de facilitar el transporte de GNL mediante camiones cisterna.
- Identificar nuevos corredores logísticos energéticos para facilitar futuras expansiones, basados en criterios de demanda proyectada, eficiencia de costos y sostenibilidad territorial.
- Promover el uso de gasoducto virtual —transporte de GNL o gas comprimido— como estrategia de apertura

de nuevos mercados de manera ágil y flexible, en tanto se concretan las inversiones en infraestructura permanente.

Estas medidas deben formar parte de una visión integral que contemple, en el mediano plazo, la construcción de redes de transporte por ductos que aseguren sostenibilidad, eficiencia y mayor cobertura geográfica.

4.6. Tramitología, permisología y gestión socioambiental

Uno de los principales cuellos de botella para la inversión en hidrocarburos es la elevada carga regulatoria y la fragmentación institucional en los procesos de obtención de permisos y autorizaciones. Como se señaló en el diagnóstico, estos procesos pueden demorar más de dos años, generando incertidumbre para los inversionistas y afectando la viabilidad de los proyectos. Asimismo, existen deficiencias en la implementación de la consulta previa y en la remediación ambiental, lo cual agrava la conflictividad y deteriora el entorno de inversión. En ese contexto, se presentan a continuación propuestas organizadas en tres ejes: ventanilla única, mejora del proceso de evaluación ambiental y gestión de pasivos y consulta previa.

4.6.1. Gestión eficiente de tramites, permisos y articulación interinstitucional.

La dispersión de competencias entre múltiples entidades

—como MINEM, MINAM, MINCUL, SENACE, OEFA, ANA, SERNANP y los gobiernos subnacionales— genera duplicidades, demoras y falta de previsibilidad para los titulares de proyectos. Para superar estas barreras, se plantea crear una ventanilla única que centralice el proceso y establecer mecanismos de articulación efectivos entre las entidades competentes.

En particular, se recomienda:

- Toma de buenas prácticas, avances y experiencias del sector minero que ayuden a la gestión eficiente de trámites y permisos con el fin de asegurar el cumplimiento de plazos.
- Alinearse a los avances de los procesos o shock desregulatorios promovidos por el MEF y aplicarlos en el sector.
- Reducir la fragmentación institucional, definiendo liderazgos y funciones claras entre los distintos sectores y organismos públicos.
- Establecer incentivos de cumplimiento de plazos efectivos para las entidades responsables de evaluar permisos, atendiendo al desfase actual con los promedios regionales.

4.6.2. Reformas al proceso de evaluación ambiental.

Los procedimientos para la aprobación de estudios ambientales en hidrocarburos presentan plazos excesivos y requisitos poco diferenciados según el tipo de actividad, lo que ha limitado el avance de nuevos proyectos. Se propone introducir reformas regulatorias que permitan una evaluación más eficiente, sin comprometer los estándares ambientales.

En particular, se propone:

- Simplificar la tramitación de estudios sísmicos 2D y 3D, permitiendo que se realicen con Declaración de Impacto Ambiental (DIA) y mejorando el procedimiento de aprobación.
- Capacitar al personal técnico de oficinas de revisión técnica, especialmente a nivel regional, para homogeneizar criterios técnicos y reducir la discrecionalidad.

4.6.3. Gestión de pasivos ambientales y consulta previa

La gestión ineficiente de pasivos ambientales heredados, así como la debilidad institucional en los procesos de participación ciudadana y consulta previa, han generado resistencia social a nuevos proyectos. Para revertir este escenario que es de responsabilidad del MINEM con recursos de Fondo de Promoción de las Áreas Naturales Protegidas (PROFONANPE) se plantean acciones que refuercen la respuesta del Estado y garanticen la continuidad de compromisos con las comunidades.



En particular, se propone:

- Permitir que operadores de lotes bajo supervisión de OEFA puedan acceder a fondos del fideicomiso de PROFONANPE para remediación de pasivos que no fueron generados por ellos.
- Reforzar los procesos de consulta previa y participación ciudadana, garantizando metodologías claras, recursos adecuados y mecanismos de seguimiento.
- Asegurar la vigencia de los compromisos de consulta previa, incluso ante el cambio de operador, manteniendo los acuerdos alcanzados con las comunidades.

4.7. Uso productivo del canon y cierre de brechas en zonas productoras

Una política integral de desarrollo del sector hidrocarburos no puede limitarse a incentivar la inversión en exploración y explotación, sino que debe también garantizar que los beneficios generados por esta actividad lleguen efectivamente a las poblaciones de las zonas productoras. El diagnóstico mostró que, pese a la significativa generación de ingresos fiscales por parte del sector hidrocarburos, las zonas productoras continúan enfrentando brechas estructurales importantes, lo que genera malestar y oposición social a nuevos proyectos.

En ese contexto, se presentan a continuación las propuestas orientadas a mejorar el uso del canon, impulsar proyectos de desarrollo pertinentes y mejorar la supervisión efectiva y remediación ambiental en zonas productoras.

4.7.1. Rediseño del uso del canon para sostenibilidad territorial

El uso ineficiente de los ingresos por canon ha impedido que dichos recursos se traduzcan en mejoras tangibles en las zonas productoras. Para revertir esta situación, es necesario repensar el enfoque de asignación y gestión de estos fondos, alineándolo con una estrategia territorial de desarrollo sostenible.



Por ello, se recomienda:

- Asegurar que los ingresos por canon e IR se destinen adecuadamente a las regiones productoras, con prioridad en las zonas donde se desarrollan las operaciones.
- Revisar los criterios de distribución y uso del canon para asegurar su alineación con planes de desarrollo territorial y sostenibilidad a largo plazo.
- Fomentar una mayor articulación entre los niveles de gobierno y las comunidades en la planificación del uso de recursos provenientes del sector.

4.7.2. Proyectos de desarrollo con enfoque técnico y comunitario

Uno de los principales desafíos identificados es la baja calidad y pertinencia de los proyectos ejecutados con recursos del canon. Esto se debe a limitaciones técnicas de los gobiernos subnacionales y a la ausencia de mecanismos efectivos de identificación participativa de necesidades.

Por ello, se recomienda:

- Proporcionar, desde el Estado, apoyo técnico especializado a las regiones productoras, para identificar adecuadamente las necesidades comunitarias y formular proyectos efectivos.
- Diseñar proyectos en coordinación con las comunidades, garantizando su pertinencia, sostenibilidad y alineamiento con objetivos de desarrollo local.
- Establecer programas de fortalecimiento de capacidades para funcionarios locales, enfocados en planificación, formulación y gestión de proyectos.

4.7.3. Supervisión efectiva y remediación ambiental

La persistencia de pasivos ambientales no remediados en zonas productoras representa un obstáculo para mejorar la relación entre el Estado, las empresas y las comunidades. Pese a contar con fondos específicos administrados por PROFONANPE, los avances en remediación han sido limitados. Además, el incumplimiento de compromisos asumidos por el Estado en procesos de consulta previa o participación ciudadana ha deteriorado la confianza en las autoridades.

En este contexto, se recomienda:

- Impulsar con mayor determinación las acciones de remediación ambiental, asegurando el cumplimiento de los objetivos establecidos y una ejecución efectiva de los fondos.
- Fortalecer la supervisión estatal del uso de los fondos de remediación, con mecanismos de monitoreo público y participación ciudadana.

Al cierre de esta sección, resulta pertinente destacar que muchos de los desafíos y propuestas abordados previamente encuentran una expresión concreta para el caso de petróleo en la Cuenca del Marañón y también la necesidad de promover mayor actividad promotora para la exploración en el off shore, es decir sócalo continental.

Respecto a la Cuenca del Marañón esta zona concentra las principales reservas probadas y probables de petróleo del país, pero su aprovechamiento enfrenta múltiples barreras estructurales que ilustran los problemas del upstream peruano. En ese marco, se presenta a continuación un conjunto de propuestas integrales para su reactivación, estructuradas en torno a cuatro ejes estratégicos:

Recuadro N° 4: Reactivación integral de la cuenca del Maraón

La puesta en valor de la cuenca requiere una estrategia integral articulada en torno a cuatro ejes clave de intervención:

1. Gestión social

- Consolidar un nuevo modelo de relacionamiento comunitario basado en acuerdos de beneficios comunitarios (ABC), valor compartido y participación temprana.
- Impulsar programas multisectoriales de desarrollo territorial (salud, educación, agua, energía, conectividad) en zonas de influencia petrolera.
- Promover procesos eficaces de consulta previa y diálogo intercultural, con presencia activa del Estado.

2. Gestión ambiental

- Fortalecer el programa nacional de remediación de pasivos ambientales sin titular, liderado por el MINAM con apoyo del OEFA, Fondo Nacional del Ambiente (FONAM) y PROFONANPE.
- Asegurar el cumplimiento riguroso de los EIA con plazos predecibles y fiscalización técnica, reduciendo cargas administrativas innecesarias.

3. Infraestructura estratégica

- Declarar de interés nacional la modernización del ONP, evaluando su concesión a un operador privado con solvencia técnica y financiera, bajo estándares sociales y ambientales exigentes.
- Acelerar inversiones públicas en caminos, electrificación, conectividad y telecomunicaciones en comunidades del área de influencia.
- Aplicar instrumentos de gestión ambiental proporcionales al riesgo de las actividades, como DIA en proyectos exploratorios.

4. Fortalecimiento institucional

- Reforzar a Perúpetro de capacidades reales de facilitación socioambiental, con equipos de campo, mecanismos de coordinación interinstitucional y enfoque de gestión de conflictos.
- Articular un comité de alto nivel liderado por la PCM, con participación de MINEM, MEF, MINAM, MINCUL, MININTER, Ministerio de Defensa (MINDEF), Perúpetro y Petroperú, encargado de diseñar e implementar un Plan Maestro de Reactivación Hidrocarburífera Amazónica, con cronograma, responsables y presupuesto asignado.



Conclusiones generales del estudio

05. Conclusiones generales del estudio

La reactivación del sector upstream de petróleo y gas en el Perú exige una visión estratégica de largo plazo, reglas claras, instituciones fortalecidas y un enfoque pragmático para atraer inversión y recuperar niveles sostenibles de producción. El país cuenta con recursos relevantes, una ubicación estratégica y experiencia técnica comprobada; sin embargo, lo que se requiere ahora es decisión política, coordinación interinstitucional y voluntad de reforma para reposicionar al Perú como un destino competitivo en el mapa de inversión hidrocarburífera de América Latina.

Perú no puede permitirse prolongar el estancamiento que ha caracterizado a los últimos años. En el contexto de la transición energética global, el gas natural como combustible de menor intensidad en emisiones representa una oportunidad estratégica para garantizar la seguridad energética, generar ingresos fiscales y promover el desarrollo territorial sostenible.

Propuestas priorizadas para la reactivación del sector

a) Medidas de corto plazo (implementación en 6-18 meses)

- Actualización de la Política Energética Nacional al 2050, con un planeamiento claro, responsable y de plazos debidamente definidos, incorporando el rol del gas natural como combustible de transición y alineando compromisos climáticos con el aprovechamiento de recursos propios.
- Liderazgo político de alto nivel, conformando equipos interministeriales con un objetivo común: promover la exploración de recursos en el offshore y onshore con el fin poner en valor los recursos hidrocarburíferos.
- Actualización urgente de ley orgánica de hidrocarburos, modelos de contratos y reglamento de calificación de empresas petroleras, reglamento de regalías, ley de canon

petrolero que garanticen competitividad en el sector.

- Homologación de plazos de contratos de petróleo y gas natural a 40 años, con posibilidad de ampliación.
- Fortalecimiento institucional de Perúpetro y del rol promotor del Estado, mejorando capacidades técnicas, de promoción y negociación.
- Reducción de trámites y permisos mediante la adopción de buenas prácticas del sector minero y aplicación de medidas de “shock” desregulatorio coordinadas con el MEF.

b) Medidas de mediano plazo (implementación en 18-36 meses)

- Reforma integral del marco regulatorio y fiscal, que incentive la exploración y reinversión, mejorando la competitividad frente a otros países de la región como Colombia y Brasil.
- Exploración de nuevas cuencas y promoción del offshore, con campañas de sísmica y rondas de licitación atractivas para operadores internacionales.
- Gestión territorial y relaciones comunitarias como eje transversal, asegurando la licencia social y previniendo conflictos socioambientales.
- Desarrollo de infraestructura crítica para transporte, procesamiento y distribución de hidrocarburos, especialmente para ampliar el acceso al gas natural.
- Programas de atracción de capital y tecnología que fomenten la innovación y el desarrollo de proyectos de bajo impacto ambiental.



06

Referencias

06. Referencias

1. Agencia Internacional de Energía -AIE (2024) World Energy Outlook 2024
2. Agencia Internacional de Energía – AIE. (2023). World Energy Outlook 2023. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>
3. Agencia Internacional de Energía – AIE. (2023). World Energy Outlook 2023. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>
4. Andina. (2008, marzo 17). Habría reservas de 1,132 millones de barriles de petróleo en Lote Z-6 de Petro-Tech en Piura y Lambayeque. Agencia Andina de Noticias. <https://andina.pe/agencia/noticia-habria-reservas-1132-millones-barriles-petroleo-lote-z6-petrotech-piura-y-lambayeque-170454.aspx>
5. Banco Interamericano de Desarrollo – BID. (2022). Incentivos fiscales a la exploración y producción de hidrocarburos en América Latina. <https://publications.iadb.org/>
6. CAF (2024) La transición energética de América Latina y el Caribe
7. CEPAL. (2023). Políticas fiscales para la transición energética en América Latina y el Caribe. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/48801>
8. COFIDE. (2023). Líneas de financiamiento para energías limpias y eficiencia energética. <https://www.cofide.com.pe/>
9. Condor Energy Ltd. (2024, enero 15). Condor confirms oil potential of Peru's Tumbes Basin Block. Small Caps. Recuperado de <https://smallcaps.com.au/condor-energy-confirms-oil-potential-peru-tumbes-basin/>
10. Defensoría del Pueblo. (2015). Reporte sobre la gestión estatal de pasivos ambientales causados por actividades mineras e hidrocarburíferas. Lima: Autor.
11. Desde Adentro. (2025, marzo). Avanza el proyecto de exploración de Anadarko en el litoral de La Libertad. Desdeadentro.pe. Recuperado de <https://www.desdeadentro.pe>
12. Dirección General de Cambio Climático y Desertificación. (2022). Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero del Perú 2021. <https://infocarbono.minam.gob.pe/>
13. Energiminas. (2025, enero 16). Potencial gasífero de yacimiento offshore frente a Tumbes se eleva considerablemente. Recuperado de <https://energiminas.com/2025/01/16/potencial-gasifero-de-yacimiento-offshore-frente-a-tumbes-se-eleva-considerablemente/>
14. Energiminas. (2025, mayo 6). Anadarko lidera la exploración offshore en Perú con la mayor adquisición sísmica 3D de su historia. Energiminas. Recuperado de <https://energiminas.com>
15. EY (2025) Perú Energy Investment Guide 2024/2025
16. Friedlingstein, P., Jones, M. W., O'Sullivan, M., Andrew, R. M., Bakker, D. C. E., Hauck, J., ... & Le Quéré, C. (2023). Global Carbon Budget 2023. Earth System Science Data, 15, 5301–5365. <https://doi.org/10.5194/essd-15-5301-2023>
17. Global Energy Monitor. (2024). Block VI/VII Oil and Gas Block (Piura, Peru). GEM Wiki. [https://www.gem.wiki/Block_VI/VII_Oil_and_Gas_Block_\(Piura,_Peru\)](https://www.gem.wiki/Block_VI/VII_Oil_and_Gas_Block_(Piura,_Peru))
18. International Energy Agency. (2021). Financing clean energy transitions in emerging and developing economies. <https://www.iea.org/reports/financing-clean-energy-transitions-in-emerging-and-developing-economies>
19. Jaguar Exploration Inc. (2023). Proyecto TEA en Perú – Bloque LXXXVI. Recuperado de <https://jaguarexp.com/es/project/tea-en-peru/>

20. Jaguar Exploration Inc. (2023, agosto 30). Jaguar Exploration Inc. secures a highly prospective oil and gas block off Peru. Recuperado de <https://jaguarexp.com/jaguar-exploration-inc-secures-a-highly-prospective-oil-and-gas-block-off-peru/>
21. KPMG (2025) Energy Investment Guide
22. La República. (2025, abril). Anadarko confirmó la existencia de reservas de petróleo en el norte del mar peruano. La República. Recuperado de <https://www.larepublica.co>
23. Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos (2023) Dirección General de Hidrocarburos
24. Ministerio de Energía y Minas. (2010). Política Energética Nacional del Perú 2010–2040 (D.S. N.º 064-2010-EM). <https://www.gob.pe/institucion/minem/normas-legales/15845>
25. Ministerio de Energía y Minas – MINEM. (2023). Boletín Estadístico de Hidrocarburos – Exploración y Producción. Lima: Dirección General de Hidrocarburos.
26. Ministerio del Ambiente. (2021). Actualización de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas del Perú. <https://www.minam.gob.pe/cambioclimatico/ndc/>
27. Osinergmin (2024) Memoria institucional 2024
28. Osinergmin. (2024). Boletín de Operación del Sector Eléctrico (OSEMAR), marzo 2024. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. Recuperado de <https://www2.osinergmin.gob.pe/publicacionesgrt/pdf/OperSecElectrico/OSEMAR2024.pdf> (www2.osinergmin.gob.pe)
29. Perúpetro S.A. (2017). Contratos de licencia para la exploración y explotación de hidrocarburos: Lotes Z-61, Z-62 y Z-63. Recuperado de <https://www.Perúpetro.com.pe>
30. Perúpetro S.A. (2023). Acuerdos de Evaluación Técnica vigentes. Recuperado de <https://www.Perúpetro.pe/wps/wcm/connect/corporativo/508e54be-3e49-47cb-a59f-75e79c9bc7ee>
31. Perúpetro S.A. (2024). Reporte Anual de Gestión 2023. <https://www.Perúpetro.com.pe/>
32. Petroperu. (2023). Our return to upstream. Petroperu S.A. <https://www.petroperu.com.pe/english/our-return-to-upstream>
33. Revista Energía. (2023). Zona entre las regiones de La Libertad y Lambayeque cuenta con potencial petrolero. Revista Energía. Recuperado de <https://revistaenergia.pe>
34. Ritchie, H., Roser, M., & Rosado, P. (2023). CO₂ and Greenhouse Gas Emissions. Our World in Data. Recuperado de <https://ourworldindata.org/co2-emissions>
35. Ruiz, M. (2021). La generación de energía eléctrica en el Perú y su relación con el mercado de gas natural (Revista Moneda No. 188, pp. 65–70). Banco Central de Reserva del Perú. Recuperado de <https://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Revista-Moneda/moneda-188/moneda-188-13.pdf> (ideas.repec.org)
36. Rystad Energy. (2022). Latin America upstream fiscal regime benchmarking. (Disponible con suscripción corporativa).
37. Savia Perú. (2021). Presentación institucional de operaciones costa afuera. Scribd. <https://es.scribd.com/presentation/479237525/SAVIA-Peru>
38. Sociedad Peruana de Hidrocarburos. (2023). Aportes para la actualización de la política energética del Perú al 2050. <https://www.sph.org.pe/>
39. TheGlobalEconomy.com. (2024). Peru: CO₂ emissions. Recuperado el 26 de junio de 2025, de https://www.the-globaleconomy.com/Peru/co2_emissions/

- 
40. Wood Mackenzie. (2023). Upstream oil and gas fiscal systems: global overview and investment attractiveness. (Disponible con suscripción).
 41. Worldometer. (2023). CO₂ emissions by country. Recuperado el 26 de junio de 2025, de <https://www.worldometers.info/co2-emissions/peru-co2-emissions/>



Anexos

07. Anexos

7.1. Anexo 1: Definiciones del Petroleum Resources Management System (PRMS)

Las definiciones más importantes del PRMS aplicadas en el presente informe, son las siguientes:

- **Reservas:** "Son aquellas cantidades de hidrocarburos anticipados a ser comercialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo en acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada en adelante, bajo condiciones definidas. Las Reservas deben satisfacer cuatro criterios: descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes (a partir de una fecha dada) basadas en el(los) proyecto(s) de desarrollo aplicado(s)."
- **Reservas Probadas:** "Son aquellas cantidades de hidrocarburos, que mediante el análisis de datos de geociencias y de ingeniería, pueden ser estimadas con certeza razonable, para ser comercialmente recuperadas a partir de una fecha dada en adelante de reservorios conocidos y bajo condiciones económicas definidas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales (1P)"
- **Reservas Desarrolladas:** "Son las Reservas esperadas a recuperar a partir de pozos e instalaciones de producción y tratamiento existentes. Las Reservas Desarrolladas pueden ser subclasificadas como En Producción o En No Producción."
- **Reservas No Desarrolladas:** "Son aquellas cantidades que se espera sean recuperadas a través de inversiones futuras significativas: (1) a partir de pozos nuevos en áreas no perforadas en acumulaciones conocidas, (2) desde la profundización de pozos existentes a un reservorio diferente (pero conocido), (3) de pozos de relleno "infill" que aumentarán el recobro, o (4) donde se requiere un gasto relativamente mayor (por ejemplo, en comparación con el costo de perforar y completar un pozo nuevo) para volver a completar un pozo existente."
- **Reservas Probables:** "Son aquellas Reservas adicionales en las cuales el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las Reservas Probadas, pero más seguro de recuperarse que las Reservas Posibles. Es igualmente probable, que las cantidades remanentes reales a recuperar serán mayores o menores que la suma de las Reservas Probadas más las Reservas Probables estimadas (2P)."
- En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilísticos, debería existir una probabilidad de por lo menos 50% de que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación 2P."
- **Reservas Posibles:** "Son aquellas Reservas adicionales que el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las Reservas Probables. Las cantidades totales finalmente recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad de superar la suma de Reservas Probadas más Reservas Probables más Reservas Posibles (3P), que es equivalente al escenario de estimación alto."
- Cuando se utilizan los métodos probabilísticos, debería existir por lo menos una probabilidad de 10%, de que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación 3P."
- **Recursos Contingentes:** "Son aquellas cantidades de hidrocarburos estimados, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, por la aplicación de proyectos de desarrollo, que actualmente no son considerados comerciales, debido a una o más contingencias."
- **Recursos Prospectivos:** "Son las cantidades de hidrocarburos estimados, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables, de acumulaciones no descubiertas, por la aplicación de proyectos de desarrollo futuros."
- **Pozos Ejecutados:** Se refiere a los pozos cuya perforación ha sido efectivamente realizada en un periodo determinado, independientemente de si fueron exploratorios o de desarrollo, y de cuál fue su resultado final (productivo, seco o no comercial).

7.2. Anexo 2: Lotes en explotación, exploración y CET's

				Fecha contrato		Referencia año 2024								
Empresa	Tipo contrato	Area	Lote	Suscripción	Vencimiento	Años operación	Regalía Petróleo	Regalía GN	Regalía LGN	Cánon	Fondo	Producción Pet. BD	Producción LGN. BD	Producción GN. MPCD
Contratos explotación														
Petroperu	Explotación	Zocalo	Z-69	16/11/2023	15/11/2025	1	22,6%	22,4%	15,5%	18,75%	1,50%	4.508	601	7.895
Vigo Energy	Explotación		Z-1	30/11/2001	28/01/2032	7	5,0%			18,75%		527		
Savia	Explotación		Z-6	20/03/2002	19/03/2032	7				18,75%		-		
Petroperu	Explotación	Costa	I	21/10/2023	21/10/2025	1	22,5%	22,4%		18,75%	1,50%	469		2.405
Petromont	Explotación		II	05/01/1996	04/01/2026	1	41,2%	20,0%		18,75%		390		631
UNNA Energía	Explotación		III	31/03/2015	04/04/2045	20	47,7%	28,7%		18,75%		1.674		538
UNNA Energía	Explotación		IV	31/03/2015	04/04/2045	20	48,4%	29,1%		18,75%		2.539		2.898
Corporación del Sur	Explotación		V	09/10/2023	09/10/2053	29	20,0%			18,75%	1,50%	112		
Petroperu	Explotación		VI	21/10/2023	21/10/2025	1	26,7%	27,2%		18,75%	1,50%	1.746		3.168
Olympic	Explotación		VII	21/10/2023	21/10/2053	29	23,8%			18,75%	1,50%	961		
Uniennergia ABC	Explotación		IX	16/06/2015	16/06/2045	20	42,3%			18,75%		153		
OIG	Explotación		X	20/05/2024	19/05/2054	29	33,1%	32,9%		18,75%	1,50%	4.715		12.587
Olympic	Explotación		XIII B	30/05/1996	29/05/2036	11	28,9%	22,0%		18,75%		1.131		26.961
Petromont	Explotación		XV	26/05/1998	25/05/2028	3	39,9%			18,75%		20		
Petromont	Explotación		XX	16/01/2006	18/01/2036	11	20,7%			18,75%		12		
Perenco	Explotación	Selva	39	09/09/1999	01/02/2044	19				18,75%		-		
Perenco	Explotación		67	13/12/1995	15/12/2034	10	18,0%			18,75%		-		
Petroperu	Explotación		64	07/12/1995	14/06/2039	14				18,75%		-		
PetroTal Perú	Explotación		95	07/04/2005	30/11/2041	17	7,1%			18,75%	2,50%	17.475		
Petroperu / Altamesa	Explotación		192	28/02/2023	24/10/2053	29				18,75%		-		
UPLAND	Explotación		8	08/07/2024	30/11/2028	4	15,1%			18,75%	2,50%	81		
Agua y Energía	Explotación		31C	30/03/1994	29/03/2034	9		46,7%	42,7%	18,75%		-	81	17
UCAWA	Explotación		131	21/11/2007	18/01/2038	13	23,5%			15,00%		768		
CNPC	Explotación		58	12/07/2005	08/09/2045	21				50,00%		-		
Repsol	Explotación		57	27/01/2004	26/01/2044	19		11,3%	6,8%	50,00%		-	15.007	252.151
Pluspetrol	Explotación		56	07/09/2004	06/09/2044	20		38,0%	40,0%	50,00%		-	12.467	319.785
PLuspetrol	Explotación		88	09/12/2000	08/12/2040	16		37,2%	37,2%	50,00%		-	49.994	707.252
PP en Liquidación	Inventario	Selva	8				25,5%					14		
Sapet	Inventario	Costa	VI y VII				32,9%					18		
CNPC	Inventario	Costa	X				32,4%					3.318		
Total producción												40.631	78.149	1.336.288
Contratos exploración														
Anadarko	Exploración	Sócalo	Z61	09/10/2017	09/10/2027									
Anadarko	Exploración		Z62	09/10/2017	09/10/2027									
Anadarko	Exploración		Z63	09/10/2017	09/10/2027									
UPLAND	Exploración (*)	Costa	XXIII	17/05/2017	17/05/2024 *									
Petrolífera	Exploración	Selva	107	26/03/2019	01/04/2026									
Convenios de evaluación técnica (CET)														
Condor - Global	CET	Zócalo	LXXXVI	10/08/2023	09/08/2026									
Total E	CET		LXXXIX	13/05/2024	12/05/2026									
Total E	CET		XC	13/05/2024	12/05/2026									
Total E	CET		XCI	13/05/2024	12/05/2026									
UPLAND	CET	Selva	LXXXVII	29/12/2023	28/12/2025									
UPLAND	CET		LCCCVIII	29/12/2023	28/12/2025									
La Ponderosa	CET		XCIII	04/11/2024	06/11/2026									
Petrotal Perú	CET		XCVII	30/12/2024	29/12/2026									
PetroTal Perú	CET		XCVIII	30/12/2024	29/12/2026									

(*) en ampliación de plazo por fuerza mayor

Fuente: Perúpetro

7.3. Anexo 3: Evolución histórica del petróleo y gas natural en el Perú

La historia del sector hidrocarburos en el Perú abarca más de 160 años, con una evolución que ha transitado desde las primeras perforaciones petroleras artesanales hasta la consolidación del gas natural como fuente estratégica de energía para el país. Aunque el petróleo fue el recurso predominante durante la mayor parte del siglo XX, el gas natural ha ido cobrando protagonismo en las últimas décadas, convirtiéndose en un eje clave de la matriz energética nacional.

7.3.1. Orígenes y primeros desarrollos (siglo XIX - inicio siglo XX)

La historia del petróleo en el Perú se remonta a épocas precolombinas, cuando pobladores del norte ya utilizaban emanaciones naturales con fines medicinales. El punto de partida de la industria moderna se dio en 1863, con la perforación del primer pozo tubular en Zorritos, Tumbes, que alcanzó una profundidad de 24 metros y una producción de 60 barriles diarios de petróleo de buena calidad (35° API). Este pozo marcó un hito no solo en el país, sino también en Sudamérica.

La falta de capital local propició el ingreso de inversionistas extranjeros como E. P. Larkin (fundador de Peruvian Petroleum Company en 1864) y Henry C. Smith, quien obtuvo kerosene en 1869. Más adelante, Henry Meiggs y J. B. Mulloy consolidaron a Talara como el nuevo núcleo del desarrollo petrolero, con la instalación de refinerías y otras infraestructuras esenciales. Desde entonces, Talara ha mantenido un rol protagónico en la actividad petrolera del país.

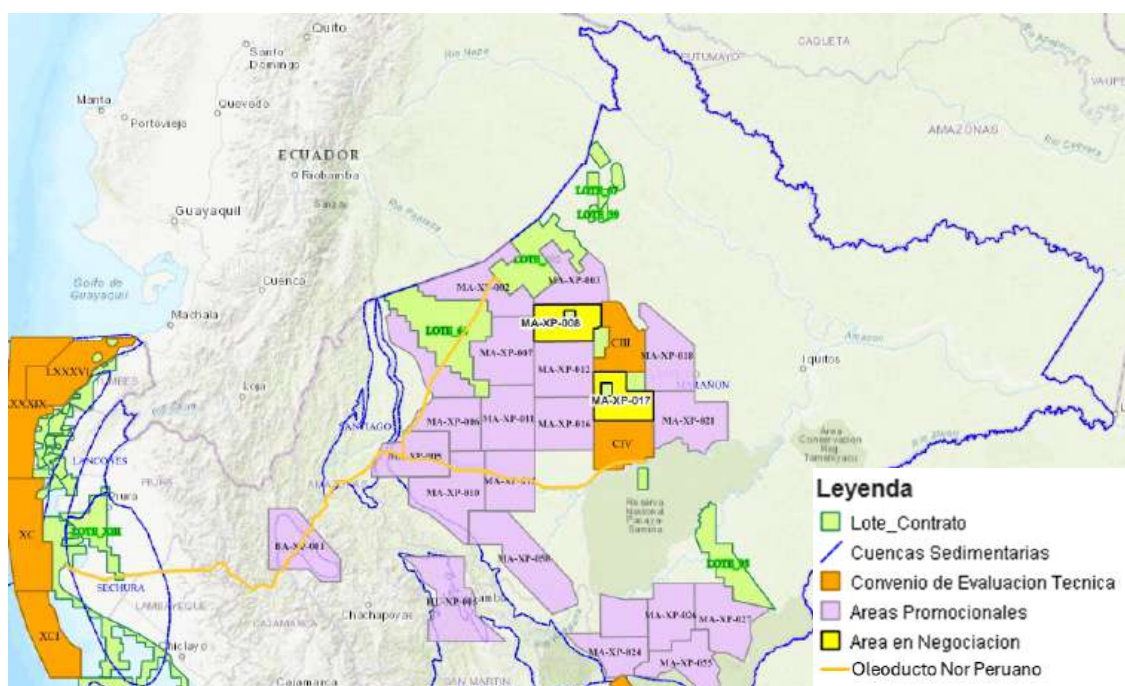
Durante este periodo, el gas natural apareció únicamente como gas asociado al petróleo, sin un aprovechamiento comercial independiente.

7.3.2. Consolidación e intervención estatal (mediados del siglo XX)

En 1917, la International Petroleum Company (IPC) puso en marcha la Refinería de Talara, la más importante del país en ese momento. La expansión de la industria continuó con la identificación de nuevas cuencas sedimentarias, como la selva central (1939) y la selva norte (1971).

En 1968, el gobierno de Juan Velasco Alvarado llevó a la nacionalización de La Brea y Pariñas, tomando control de los activos de la IPC. Esta medida dio origen a la creación de Petróleos del Perú – Petroperú, que asumiría un rol central en la producción, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos. Durante los años setenta se construyó el ONP, con más de 1,100 km de extensión, que permitió transportar crudo desde la selva norte hasta la costa norte.

Ilustración N° 2: Oleoducto Norperuano



Fuente: Petroperú

Durante estas décadas, el gas natural aún era considerado un subproducto sin valor comercial significativo, con una demanda restringida al ámbito industrial y térmico.

7.3.3. Reformas y apertura al capital privado (años noventa)

Con el cambio de modelo económico en los años noventa, se impulsó un amplio proceso de privatización del sector hidrocarburos. Este incluyó la venta de activos como La Pampilla, Sol Gas, estaciones de servicio, así como la concesión de plantas de envasado y centros de distribución. Petroperú quedó relegada a funciones de refinación, comercialización parcial y transporte por oleoducto.

En este contexto se produjo un hecho clave para el desarrollo del gas natural: en 1994 el gobierno peruano firma contrato de explotación con Maple Gas Corp. Sobre el yacimiento de Aguaytía en Ucayali, el primero de gas no asociado. Este entró en operación comercial en 1998, marcando el inicio del uso sistemático del gas natural y el procesamiento de productos como el GLP y gasolinas.

7.3.4. Transformación con el Proyecto Camisea (2000s en adelante)

El punto de inflexión para el gas natural ocurrió con el desarrollo del Proyecto Camisea. Aunque el yacimiento había sido descubierto en 1984, su explotación comenzó en 2004 con la construcción de un sistema de transporte de 729 km desde Cusco hasta la costa, así como plantas de separación de líquidos en Pisco.

Camisea permitió el desarrollo de generación termoeléctrica en el sur, la expansión del GNV y la masificación del consumo residencial en Lima y Callao. Además, se habilitó la exportación de GNL a través de la planta Perú LNG en Melchorita.

El impacto de Camisea también se reflejó en la sustitución del kerosene como combustible subsidiado por el GLP, mejorando el acceso a fuentes más limpias y seguras. Más recientemente, el sistema de “gasoducto virtual” —a través de transporte por camiones— ha permitido abastecer regiones del norte y sur sin acceso a redes convencionales.

Cuadro N° 10: Hitos importantes de la historia del petróleo y gas natural en el Perú

Año	Evento trascendente en la historia del petróleo y gas en el Perú
	Siglo XIX: Los Primeros Descubrimientos
1827	● José de Lama, propietario de Máncora, compró a Quintana la mina de brea de Amotape. ● El Congreso elige a José de La Mar como presidente del Perú.
1859	● Se instaló el Primer pozo petrolero en el Mundo, en Titusville (Pennsylvania, EE.UU.).
1860	● Primera refinación de Petróleo de afloramiento natural por Manuel Antonio de la Lama en la hacienda Máncora.
1863	● Primera perforación petrolera en el Perú y en Latinoamérica y segunda en el Mundo, en Zorritos un 2 de noviembre en la quebrada de Tucillal a cargo del Ing. Prentice. Ese día es considerado el "Día de la Ingeniería del Petróleo en el Perú". ● Se realizaron ocho perforaciones en la costa norte del Perú, a cargo del Ing. Farrier.
1868	● Perforación del primer pozo en La Brea y Pariñas. ● Se inició el gobierno del presidente Balta en el Perú.
1870	● Perforación del primer pozo en La Brea y Pariñas. ● Se inició el gobierno del presidente Balta en el Perú.
1871	● JB Murphy inició sus trabajos en Negritos, Piura.
	Expansión Petrolera y Consolidación
1875	● Fazzino excavó un pozo de 1.50 metros de diámetro y llegó a 150 metros de profundidad, trabajos que serían continuados por Titicaca Oil y Cia. Desde 1905, el Sindicato Petrolero del Titicaca y Rio Ramis Petroleum Co. ● Se crea la Escuela de Ingenieros Civiles y de Minas en el Perú. Se realizan dos sondeos en Tumbes dirigidos por el Ing. Prentice.
1877	● Se reconoció a Helguero como único dueño de la Hacienda La Brea.
1879	● Se inicia de Guerra del Pacífico entre Perú-Bolivia y Chile; se realiza el Combate de Angamos donde muere Miguel Grau Seminario.

Año	Evento trascendente en la historia del petróleo y gas en el Perú
1883	● Finaliza la Guerra del Pacífico con la firma del tratado de Ancón.
1886	● Helguero vende sus derechos de la Brea y Parinas al ciudadano inglés Herbert Wilkin Tweddle, quién venderá la mitad indivisa a William Keswick.
1889	● En la provincia de Canas en Cusco se verifica la existencia de un yacimiento petrolífero en el campo de Poccoqqulla, cercanos a la hacienda. Pallpata, distrito de Pichihua.
1890	● En la provincia de Canas en Cusco se verifica la existencia de un yacimiento petrolífero en el campo de Poccoqqulla, cercanos a la hacienda. Pallpata, distrito de Pichihua.
1890	● El Perú fue el primer país de América Latina donde el petróleo fue tratado con fines comerciales.
1892	● Se ubicaron treinta pozos abiertos en la zona de Negritos, Piura.
1900	● Los principales campos de petróleo eran La Brea y Pariñas (Negritos); Lobitos, al norte de Negritos y Zorritos fundado en la década de 1890 por Faustino G. Piaggio.
1901	● En las proximidades de Beaumont (Texas), se encuentra el mayor pozo petrolero hasta entonces conocido en Estados Unidos.
1905	● Descubrimiento de una reserva petrolera cerca de Tulsa, Oklahoma – EEUU. ● Gobernó el Perú José Pardo y Barreda.
1907	● Las compañías Shell y Royal Dutch integraron sus operaciones consolidándose como el mayor competidor de la Standard Oil de New Jersey.
1913	● La compañía Caribbean Petroleum controlada por la Royal Dutch Shell perforó el 1er pozo petrolero en el campo Guanoco en Venezuela.
1917	● La Refinería Talara inicia sus actividades, cuando la empresa International Petroleum Company (IPC) y un grupo de trabajadores locales puso en servicio una batería de cuatro alambiques de destilación con una capacidad de producción de 10 mil barriles diarios.
1920	● Se formó la compañía petrolera del Marañón. ● Se reconocieron a las Comunidades Campesinas en el Perú.
1922	● Se promulgó una nueva ley de petróleo que normó el futuro de la industria en el Perú. ● Mediante Laudo Arbitral se le otorga a IPC una concesión de explotación petrolera.

Año	Evento trascendente en la historia del petróleo y gas en el Perú
1924	● Durante el “Oncenio” los británicos, propietarios de La Brea y Pariñas, vendieron sus derechos a la IPC, de accionistas estadounidenses.
1925	● El octanaje de la gasolina aumentó de 50 a 60.
1926	● Inicio de casi veinte años en que dos productos lideraron las exportaciones peruanas: el algodón y el petróleo. ● Se instalaron las cuatro unidades de craqueo térmico de la Refinería de Talara.
1929	● Se instaló la planta de destilación de lubricantes de la refinería de Talara, lo que permitió el ingreso a ese mercado.
1934	● El estado peruano creó un Departamento de Petróleo del Cuerpo de Ingeniero de Minas.
1935	● Se dio inicio a una nueva industria en la IPC con la manufactura del gas licuificado que fue distribuido en el país por la Pacific Gas Co.
1941	● Se construyó La compañía petrolera El Oriente en la selva peruana. Se inició el conflicto Perú - Ecuador.
1946	● El estado peruano decidió firmar un acuerdo con la empresa estadounidense con el objetivo de explotar yacimientos petrolíferos en la zona de Sechura en Piura.
	Nacionalización y Transformaciones
1952	● Se promulgó la Ley de Petróleo N° 11780 que declara “son bienes de propiedad imprescindible del Estado los yacimientos de petróleo e hidrocarburos análogos”. ● Se creó el Consejo Superior de Petróleo. ● Se constituyó La Petrolera Peruana.
1954	● Entró en funcionamiento la actual Unidad de destilación primaria de la Refinería de Talara con una capacidad de procesamiento de 45 mil barriles diarios, ampliando a 62 mil barriles diarios en 1962.
1955	● Existían 15 empresas con concesiones de exploración sobre 10,000,000 de hectáreas de territorio peruano. ● Se creó la Universidad Nacional de Ingeniería.
1956	● Manuel Prado fue reelegido presidente del Perú. ● Se creó la provincia de Talara en el departamento de Piura.

Año	Evento trascendente en la historia del petróleo y gas en el Perú
1957	● Se emitió un decreto supremo que declaraba a la Empresa Petrolera Fiscal (EPF) en reorganización y encargaba a una comisión especial su administración.
1958	● La International Petroleum Co. (IPC) quedó como la única abastecedora de petróleo en la costa y sierra y pasó a controlar casi el 90% de la industria petrolera peruana.
1959	● La Petrolera Peruana traspasó sus acciones a la empresa Belco Petroleum Corporation of Peru. ● La situación económica del país era crítica, sobre todo por el déficit en las finanzas públicas y el clamoroso desequilibrio en la balanza de pagos. Se nombró una Comisión Especial para el estudio de la crisis de la industria del petróleo. ● El diputado independiente Alfonso Benavides Corres denunció ante el congreso la ilegalidad de la concesión otorgada a la IPC en 1922 mediante el laudo arbitral.
1960	● Se fundó la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)
1961	● Se instaló una refinería en la playa Conchán, la que más tarde tendría como nombre Conchán Chevron y años después se incorporaría al servicio del Estado. ● Se realizó un Censo Nacional de Población que registró 10'420,257 habitantes.
1962	● Se tuvo que importar petróleo por el déficit productivo que enfrentaba el país y las exportaciones se redujeron en un tercio perjudicando principalmente a las empresas productoras. ● Se retiró del Perú La empresa Lobitos Oil Fields.
1963	● El ejecutivo envió al congreso un anteproyecto de ley que restituía la propiedad del subsuelo de la Brea y Pariñas al Estado Peruano. ● El decreto Ley N° 14473 estableció nuevas normas de organización para la EPF, la misma que quedaría constituida como organismo del Estado con personería jurídica y autónoma.
1967	Se inauguró oficialmente la Refinería "La Pampilla" en Lima. Un decreto supremo inscribió como Áreas de Reserva Nacional en el registro de Concesiones Petroleras los yacimientos de la Brea y Pariñas.
1968	Se anunció públicamente que el gobierno había llegado a un acuerdo final con la IPC, el que tomó el nombre de Acta de Talara. Se realiza un Golpe Militar de Estado en el Perú, Asume el poder del Estado el General Juan Velasco Alvarado. ● El decreto Ley N° 17065 declaraba nula el Acta de Talara y los contratos entre la IPC y el gobierno anterior, con esta medida la IPC perdió las concesiones obtenidas, así como la cancelación de su deuda con el Estado peruano. ● Expropiación de la IPC en Talara por el Gobierno Revolucionario de la Fuerza Armada, transfiriendo la propiedad al Estado peruano. (Se creó el día de la Reparación y la Dignidad Nacional: 9 de octubre).

Año	Evento trascendente en la historia del petróleo y gas en el Perú
1969	● La Empresa Petrolera Fiscal es autorizada para exportar petróleo, siempre que no desabastezca el mercado interno. ● El General Velasco anunció, que la IPC debe al Perú 690 millones de dólares por concepto de extracciones irregulares en los yacimientos de la Brea y Pariñas durante 45 años. ● Se emitió el Decreto Ley N° 17753 del 24 de julio por el cual se constituyó la empresa Petróleos del Perú (Petroperú S.A.).
1971	● Comienza el funcionamiento del pozo Corrientes X-1, el primero perforado por Petroperú. ● Se determinó construir un Oleoducto que permitiese llevar el petróleo a los mercados de destino, este debía atravesar los Andes para desembocar en la costa norte y el puerto de salida sería Bayovar (su tramo principal se extiende desde San José de Saramuro hasta el puerto de Bayovar y su construcción concluyó en 1977).
1972	● Se halló petróleo en el primer pozo perforado en la selva norte, el Corrientes X-1 [Trompeteros] la noticia despertó júbilo entre la población del país. ● De 5 se elevó a 9 el número de contratos de operaciones que Petroperú firmó con diferentes consorcios petroleros. ● Se firmaron los contratos de financiación para la construcción y montaje del complejo de Craqueo Catalítico de Talara.
1974	● El Plan Inca del Estado Peruano consideraba “crear una sólida empresa estatal encargada de todas las actividades petroleras”, esto desarrolló un nuevo tipo de relación entre el Estado, Petroperú y las grandes petroleras internacionales, al que se le denominó “Contrato Modelo Perú”.
1975	● Asume el Poder Francisco Morales Bermúdez. ● Se instaló el actual Complejo de Craqueo Catalítico de la Refinería de Talara, conformado por la Unidad de Destilación al Vacío (UDV) y la Unidad de Craqueo Catalítico.
1978	● La economía mostró una rápida recuperación gracias a la subida en los precios internacionales de los productos de exportación, entre ellos el petróleo.
1979	● Perú se convirtió en un país exportador de petróleo. Se le suma la conclusión de las obras del Oleoducto y la llegada del petróleo de la Amazonía a los puertos de embarque de la costa. ● Empezó a funcionar la Planta Concentradora de Fosfatos, como parte del Proyecto Integral de Bayovar.
1980	● Se promulgó la Ley N° 22862 y el D.S.010-80-EF, que facultaron al Ejecutivo a renegociar los contratos petroleros vigentes y llegar a importantes acuerdos con las firmas Belco, OXY y Bidas, que operaban en el Perú y se otorgaba a Petroperú semi exclusividad en la rehabilitación de pozos petroleros, así como la dación de beneficios y tributarios a las personas naturales que desarrollasen actividades vinculadas a la extracción petrolífera. ● Se creó Petrolatina, la primera compañía petrolera latinoamericana en la que negociadores peruanos formaban junto con OXY y Bidas una sociedad anónima y Petroperú se convertía en accionista de una empresa multinacional de exploración y explotación petrolífera.

Año	Evento trascendente en la historia del petróleo y gas en el Perú
	● Se restauró la Democracia, Fernando Belaunde Terry asume democráticamente la presidencia del Perú. ● Se firmó el Contrato Petroperú – Shell.
1981	● Se promulgó la Nueva Ley de Minería y Petróleo en el Perú.
1982	● Se concluyó con los trabajos de construcción de la nueva refinería en Iquitos.
1984	● Se suscribió un acuerdo con la empresa holandesa Shell a la que se otorgó 1.000.592 has. Para la explotación, se contempló la construcción de un oleoducto de la selva a la costa.
1985	● El gobierno decretó la reorganización de Petroperú. ● Asumió el poder el partido Aprista Peruano con Alan García Pérez. ● Belco se retira del Perú y se decreta la transferencia de sus instalaciones a Petroperú. Se produce la renegociación con OXY favoreciendo los intereses nacionales.
1986	● El descubrimiento de grandes reservas de gas natural en la selva del Perú pasó a ser el suceso más afortunado para la industria petrolera nacional. Se logró descubrir yacimientos de gas natural en el Lote 42. ● Petróleos del Mar, Petromar S.A. fue creada como filial de Petróleos del Perú con el objetivo de desarrollar actividades petroleras en áreas marítimas.
1987	● El 21 de febrero se anuncia el hallazgo de la reserva del gas de Camisea: “Shell descubre en el Perú la reserva de gas más grande del mundo”.
1988	● Petroperú y Shell firman un acuerdo sobre el otorgamiento de los derechos de explotación de hidrocarburos. ● El contexto económico del país evidenciaba falta de fondos de Petroperú que reflejaba una serie de carencias de recursos debido a la crisis económica, la hiperinflación y la baja producción de crudo, que había obligado al gobierno a importar petróleo.
1992	● Petroperú puso a la venta 83 grifos, la Refinería Conchán y la empresa Transoceánica con la que se inició el proceso de transferencia al sector privado de los bienes de la empresa petrolera estatal, para continuar con la subasta de instalaciones portuarias, buques y refinerías. No se concluyó el proceso. ● Abimael Guzmán, líder de Sendero Luminoso es capturado. ● Se produjo el cierre de operación por la rentabilidad negativa de las Plantas de Fertilizantes, Solventes y Negro de Humo.
1993	● Se promulga nueva Constitución Política del Perú. ● Comenzaron a regir la Ley N° 26221 Ley General de Hidrocarburos. La Ley N° 26223 de creación de la empresa estatal Perúpetro y la Ley N° 26224, destinada a limitar las funciones de Petroperú en la exploración y explotación de hidrocarburos transfiriendo los restantes a Perúpetro que debía funcionar como empresa Estatal de derecho privado y que debía desarrollar actividades de promoción para la inversión en exploración de hidrocarburos.

Año	Evento trascendente en la historia del petróleo y gas en el Perú
	● La empresa china Sapet Development firmó un contrato con Perúpetro y se le otorgó el lote VII ubicado a 123 km. al sur de Talara. Un año más tarde los rusos suscribieron un contrato con Perúpetro para explotación minera en Puno y dos años más tarde se firma un convenio con Repsol a quienes se le adjudicó el lote Z-29 en el zócalo continental a una distancia de 60 a 150 km. de las costas de La Libertad y Lambayeque.
1994	● Se afrontan con éxito los embates de la naturaleza cuando en marzo se inundó la Planta Callao por desborde del río Rímac y se produjo otra emergencia en Operaciones Oleoducto, al romperse la tubería en el km. 285 en el cauce del río Marañón. Además, la corriente del río Amazonas provocó el derrumbe a la ribera, afectando las instalaciones del muelle de Petroperú en la zona de Iquitos. ● Se firmaron dos contratos de explotación de hidrocarburos entre Petroperú y Maple Gas Corporation.
1995	● Se produjo una guerra entre el Perú y el Ecuador. ● Entró en operaciones, en reemplazo del antiguo, el nuevo muelle de carga líquida de la Refinería Talara. Instalación de gran importancia para la salida de productos al mercado nacional e internacional.
1996	● El gobierno peruano tomó la decisión de subastar por partes los bienes de la empresa petrolera estatal. El primer paquete en ser ofrecido fue el de la refinería La Pampilla y el Lote 8/BX de la selva norte. ● El MRTA tomó la embajada de Japón en el Perú.
1999	● Se desarrollaron los primeros esfuerzos para concretar en el mediano plazo el proyecto binacional de interconexión de los sistemas de oleoductos del Perú y Ecuador.
	Modernización y Desafíos Actuales
2003	● Petroperú culminó la ejecución del proyecto de inversión pública para la mejora operativa de la refinería de Talara. ● Se puso en marcha el reemplazo de equipos y mejora de la UDP de la Refinería de Talara, mediante la instalación de la desaladora de crudo, el reemplazo del horno y la modernización del sistema de instrumentación. ● Se desarrolló en Petroperú el Plan estratégico 2004-2010 con la amplia participación del personal, con el propósito de capitalizar sinergias para el logro de objetivos empresariales.
2004	● Importantes actividades de acción social y conservación del medio ambiente caracterizaron a Petroperú, destinando fuertes sumos de dinero para apostar por el desarrollo donde la producción sea compatible con la preservación de los valores sociales y naturales sin que esto signifique dejar de lado los objetivos básicos de la empresa. ● Se eliminó el uso del plomo en la preparación de gasolinas.
2005	● En el ámbito de la gestión comercial Petroperú consolidó su liderazgo en el abastecimiento de la demanda nacional. ● Alan García Pérez es elegido otra vez presidente del Perú.

Año	Evento trascendente en la historia del petróleo y gas en el Perú
2006	● Ley N° 28840 de Fortalecimiento y Modernización de la empresa Petróleos del Perú-PETROPERÚ. Se obtuvo mayor autonomía en los aspectos económicos, financieros y administrativos.
2009	● Se inició la comercialización de biocombustibles.
2010	● Se cumple con el cronograma de comercialización de gasohol (mezcla de gasolinas con alcohol carburante, etanol).
2011	● Ley N° 29817, cuando se declara de interés nacional el desarrollo del Gaseoducto Andino del Sur y el polo petroquímico, y se autorizó la participación de Petroperú para el logro de estos objetivos. ● Ollanta Humala es elegido presidente del Perú
2012	● En el Perú operan nueve refinerías de las cuales 5 son de propiedad de Petroperú, entre ellas Talara, Conchán, Iquitos, El Milagro. ● Firma del contrato con la empresa Anglo-Francesa Perenco para el transporte del crudo desde la Estación 1 del Oleoducto Norperuano hacia Bayóvar.
2013	● El Consorcio Talisman/Hess y Petroperú firmaron un contrato de transferencias de activos y cesión de derechos del lote 64, ubicado en la provincia Datem del Marañón (Loreto). Constituye el primer paso para el retorno de Petroperú a la explotación del petróleo, actividad que se abandonó en 1995 cuando se dio el proceso de privatización. ● El Congreso aprueba Ley N° 30130 que declara de necesidad pública e interés nacional la prioritaria ejecución de la modernización de Refinería Talara, el 13 de diciembre. ● Petroperú regresó oficialmente al upstream (exploración y explotación).
2014	● El 29 de mayo, Petroperú aprueba la suscripción del contrato para la ejecución del proyecto de modernización de la Refinería de Talara, con la empresa de ingeniería Técnicas Reunidas de España. Ese día se colocó la primera piedra.
2015	● El Proyecto Modernización de la Refinería de Talara, reporta un avance al 29.25% de la obra.
2016	● El Proyecto Modernización de la Refinería de Talara, reporta un avance al 52.03% de la obra.
2017	● El Proyecto Modernización de la Refinería de Talara, reporta un avance al 56.47% de la obra.
2018	● Se confirma que el Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara (PMRT) alcanzó un avance superior al 75%, con avances en unidades de proceso clave y mejoras ambientales.
2019	● Petroperú logra financiamiento por US\$ 1,300 millones mediante la emisión de bonos para completar el financiamiento del PMRT. La construcción supera el 85% de avance.

Año	Evento trascendente en la historia del petróleo y gas en el Perú
2020	● La pandemia de COVID-19 genera una caída histórica en los precios del petróleo. Petroperú toma medidas para asegurar el abastecimiento de combustibles y mitigar el impacto económico.
2021	● Se produce un derrame de petróleo en la Amazonía por un atentado en el Oleoducto Norperuano. Petroperú intensifica sus medidas de seguridad y remediación ambiental.
2022	● Se concluye la construcción de las unidades principales del PMRT y se inicia la fase de pruebas operativas. El proyecto alcanza más del 96% de avance.
2023	● En abril, inicia oficialmente la operación de la Nueva Refinería Talara con capacidad para procesar 95 mil barriles por día y producir combustibles limpios con bajo contenido de azufre.
2023	● Petroperú retoma operaciones de explotación directa en el Lotes I, V y Z69 ubicado en el noroeste de Perú, marcando el retorno definitivo al upstream tras casi tres décadas.
2024	● Petroperú firma con la canadiense Altamesa Energy la constitución de una empresa conjunta para operar el Lote 192 en Loreto. Petroperú tendrá una participación del 39% y Altamesa será operador con el 61%. Se prevé iniciar producción en 2026. ● Perúpetro lanza licitación para conseguir operadores de los lotes I, VI y Z69, la presentación de sobres con ofertas será en febrero 2025
2024	● Petroperú lanza licitación en busca de socio operador de lote 64, ubicado en cuenca marañón, resultados se obtendrán en mayo 2025
2025	● Perúpetro continúa en evaluación de propuestas presentadas para la búsqueda de contratista para los lotes I, VI y Z69. ● Petroperú ante el fracaso de su socio operador Altamesa solicita ser garante corporativo de Altamesa con el fin de buscar nuevo socio operador que permita continuar los trabajos preoperativos y operativos del lote 192. ● Petroperú en mayo 2025 declara desierta licitación de búsqueda de socio operador lote 64, anuncia negociación directa. ● Petroperú en junio 2026 se encuentra en búsqueda de un socio operador para el lote 192.

Fuente: Petroperú

7.4. Anexo 4: Proyectos potenciales

El presente anexo complementa el diagnóstico presentado en el cuerpo principal del informe, visibilizando oportunidades concretas para reactivar la inversión en exploración y explotación de hidrocarburos en el Perú. Se incluyen proyectos con alto potencial de desarrollo en distintas regiones del país, tanto en la selva como en el litoral, que pueden contribuir significativamente a la seguridad energética y al desarrollo territorial del país.

7.4.1. Proyecto Candamo

a) Ubicación y contexto

En marzo de 1996, el Estado otorgó al consorcio liderado por Mobil Exploration and Producing Perú (junto con Elf y Esso) la licencia de exploración y explotación del Lote 78 (1,743,000 ha), parcialmente superpuesto al futuro Parque Nacional Bahuaja Sonene. La fase exploratoria era de 7 años, con opción a 30 años si se encontraban descubrimientos comerciales.

b) Potencial energético estimado

Mobil ejecutó sísmica 2D, identificó 27 prospectos y perforó un pozo profundo (3,888 m) en 1998–1999, descubriendo el yacimiento Candamo. Se estimaron reservas 3.6 TCF de gas y 137 millones de barriles (MMb) de condensado, con recursos prospectivos potenciales de hasta 10 TCF de gas y 400 MMb de condensado.

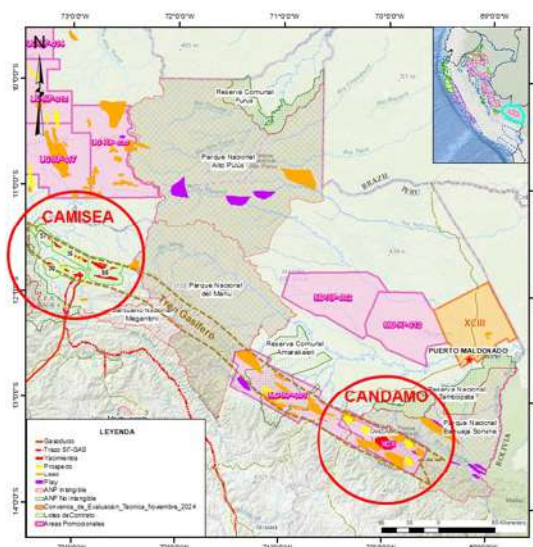
Adicionalmente estudios geológicos estiman recursos prospectivos (2U) en la zona de hasta 20.4 TCF de gas y 321 MMSTB de condensados.

El yacimiento se superponía al Parque Nacional Bahuaja-Sonene, creado por Decreto Supremo en julio de 1996, excluyendo inicialmente el área "Lote 78" con la promesa de posteriores "suestras".

c) Situación actual

En 2000, Mobil devolvió el lote ante la falta de viabilidad comercial inmediata, lo que permitió la expansión del parque nacional. El área, hoy denominada Área XCII, fue incorporada como ANP, lo que limita su aprovechamiento. Sin embargo, enfrenta amenazas como minería y tala ilegales, mientras que el recurso descubierto permanece sin desarrollar.

Ilustración N° 3: Potencial del tren regional gasífero Camisea - Madre de Dios



	Caudal Promedio (MMPCD)	Contrato	Reservas 2P (*)	Recursos 2C (*)	Recursos 2U (*)
Lote 88	843	Consumo Interno Contrato hasta 2040	6.37 TCF	0.54 TCF	0.99 TCF
Lote 56	304	Contrato de Exportación hasta el 2028	1.00 TCF	0.33 TCF	0.37 TCF
Lote 57	192		1.30 TCF		
Lote 58	0	Consumo Interno En implementación		3.13 TCF	1.51 TCF
Madre de Dios	0			2.10 TCF (**)	20.4 TCF (**)
	1,339 MMPCD		8.67 TCF	6.10 TCF	23.27 TCF

Índice de Autonomía de Reservas de Gas: 15.2 años (*)

Autonomía de Gas se incrementaría si los 23.27 TCF de Recursos 2U de Madre de Dios se Exploran para ser considerados como Reservas.

Fuente: Perúpetro

d) Acciones propuestas

Es imprescindible contar con una visión de Estado que coloque la seguridad energética nacional como prioridad estratégica. El primer paso consiste en la aprobación y promulgación de una norma que habilite el desarrollo de actividades en la zona actualmente protegida, lo que permitirá iniciar procesos de convocatoria a empresas de primer nivel interesadas en la exploración y explotación del recurso. Este proceso debe sustentarse en un enfoque multisectorial y técnicamente fundamentado, que reconozca el valor estratégico de las reservas de gas natural. La decisión y liderazgo político debe orientarse a garantizar un acceso sostenible, seguro y equitativo a este recurso para los 33 millones de peruanos, bajo un modelo de gestión que incorpore estrictos criterios ambientales, sociales y de ordenamiento territorial.

La industria de explotación de gas natural ha demostrado ser ambientalmente responsable al utilizar tecnologías de última generación, como la perforación horizontal, que minimizan la huella ecológica. Además, el gas natural es un hidrocarburo no contaminante que, ante una eventual fuga, se dispersa en la atmósfera por ser más liviano que el aire.

En la zona del yacimiento se observa actualmente minería ilegal, tala indiscriminada e incendios forestales, lo que refleja una preocupante ausencia del Estado y un uso inadecuado del territorio. La puesta en valor de este recurso bajo un modelo responsable puede contribuir no solo a garantizar el suministro energético, sino también a recuperar la gobernabilidad territorial.

A continuación, se presenta una hoja de ruta ilustrativa que resume los componentes clave del proceso de valorización del recurso Candamo:

Ilustración N° 4: Plan de actividades a realizar



Elaboración propia

7.4.2. Proyecto Anadarko

a) Ubicación y contexto

En octubre de 2017, Perúpetro firmó contratos de licencia para la exploración y explotación de hidrocarburos con la empresa Anadarko Peru B.V., filial de Occidental Petroleum, otorgándole la operación de los bloques Z61, Z62 y Z63. Estos bloques están ubicados frente a las costas de Lambayeque y La Libertad, en las cuencas offshore de Trujillo y Salaverry.

El contrato contempló un plan de trabajo con una inversión inicial estimada entre US\$ 120 y 200 millones, estructurada en un programa de exploración de siete años que incluye actividades de adquisición sísmica, análisis geológico y geofísico, así como perforación exploratoria.

b) Potencial energético estimado

El plan de trabajo incluyó la ejecución de estudios geológicos, adquisición sísmica 3D y perforación exploratoria. Entre marzo y julio de 2024, Anadarko realizó la campaña sísmica marina más extensa del país en la última década, cubriendo 6,018 km².

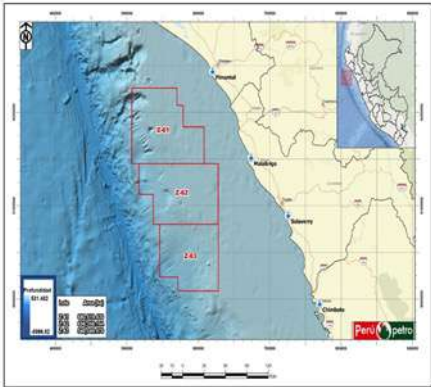
Actualmente, el proyecto se encuentra en la fase de procesamiento e interpretación de los datos recolectados, con el objetivo de identificar prospectos con potencial para perforación. De obtenerse resultados positivos, se prevé iniciar la perforación del primer pozo exploratorio hacia fines del año 2026.

c) Situación actual

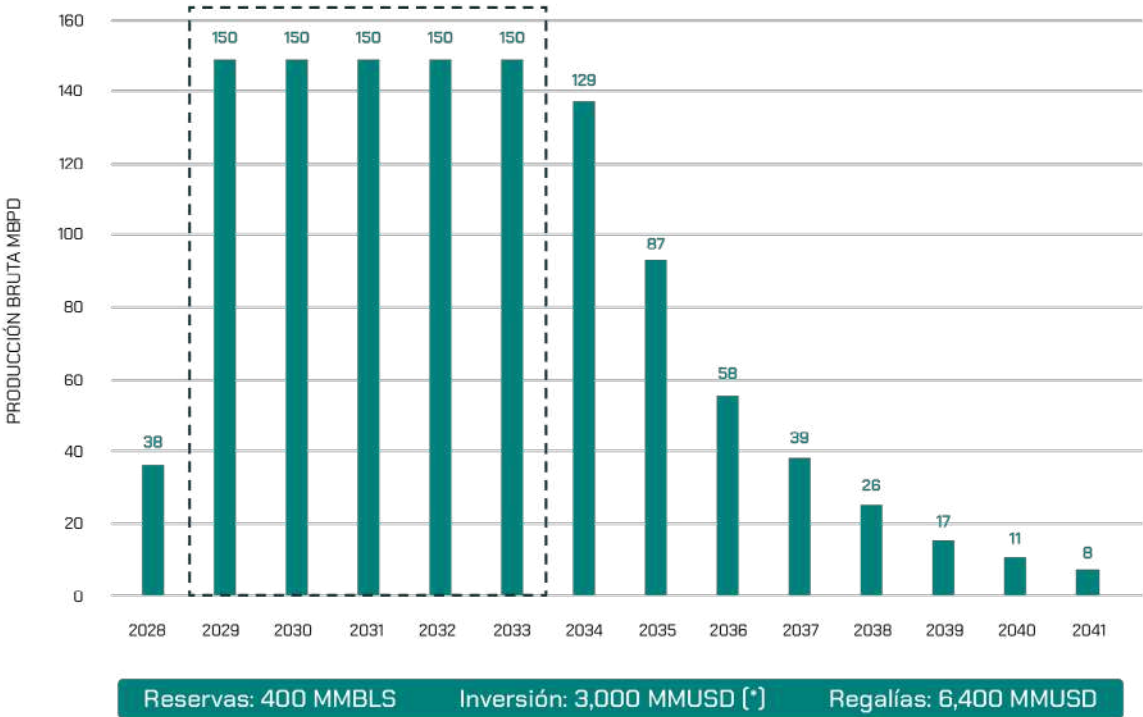
El proyecto se perfila como uno de los más relevantes en el proceso de reactivación del offshore peruano. Según estimaciones del MINEM (2023) y Perúpetro (2025), los recursos potenciales en la zona permitirían alcanzar una producción de hasta 100 MBD de petróleo, lo que reforzaría la seguridad energética del país y dinamizaría la economía regional.

De tener éxito la exploración se estima una inversión estimada de 2,500 / 3,000 MMUSD para su puesta en valor.

Ilustración N° 5: Proyecto Andarko: Pronóstico de producción y aporte a la economía de la región La Libertad



CONTRATO	DECRETO SUPREMO	ÁREA (ha)
Lote Z-61	D.S.N° 029-2017-EM {09.10.17}	680,519.430
Lote Z-62	D.S.N° 030-2017-EM {09.10.17}	656,356.153
Lote Z-63	D.S.N° 031-2017-EM {09.10.17}	548,049.976



Fuente: Perúpetro - estimaciones

7.4.3. Reactivación Lote Z6

a) Ubicación y contexto

El Lote Z6 está ubicado en el zócalo continental frente a las costas de Sechura, región Piura. Fue adjudicado mediante contrato de licencia en marzo de 2002 a la empresa Savia Perú S.A. Tras una fase inicial de explotación, el proyecto fue declarado en fuerza mayor en 2012 debido a la persistente conflictividad social en su entorno, lo que obligó a suspender las operaciones.

b) Potencial energético estimado

Según el Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2023 publicado por el MINEM, el Lote Z-6 alberga 77.6 BCF de recursos contingentes y 164.7 BCF de recursos prospectivos, esto es equivalente a 0.08 TCF y 0.16 TCF respectivamente cifras que respaldan la reactivación del lote incluyéndola en la operación del lote Z69.

c) Situación actual

La demanda creciente de energía limpia en el norte del país —particularmente para usos residenciales, industriales y de transporte— hace indispensable recuperar este activo. Su proximidad a la infraestructura y a los principales centros de consumo lo posiciona como un proyecto clave para diversificar la matriz energética regional y reducir el uso de combustibles fósiles más contaminantes.

d) Acciones propuestas

Para viabilizar la reactivación, será necesario desplegar un proceso de socialización multisectorial, articulado entre el operador, entidades del Estado (MINEM, MINAM, MINCUL, gobiernos regionales y locales) y las comunidades locales. Este diálogo será esencial para recuperar la licencia social para operar y garantizar la sostenibilidad del proyecto.

7.4.4. Área LXXXVI Condor Energy

a) Ubicación y contrato original:

El Área LXXXVI se encuentra frente a las costas de Tumbes y Piura. Actualmente se desarrolla bajo un Acuerdo de Evaluación Técnica (TEA) suscrito entre Jaguar Exploration y Condor Energy. El bloque abarca sectores de las cuencas de Tumbes, Progreso y Talara, cercanas a campos históricamente productivos como Piedra Redonda, Corvina y Alto Peña Negra.

b) Potencial energético estimado:

Como parte del acuerdo, se reprocesaron aproximadamente 4,000 km² de datos sísmicos 3D utilizando tecnología de última generación. Esto permitió delinear múltiples prospectos estructurales y estratigráficos con características geológicas favorables. Según estimaciones técnicas, el bloque contiene:

- 1 TCF de recursos contingentes (categoría 2C) de gas natural.
- Potencial de expansión hasta 2.65 TCF en el escenario 3C.
- Hasta 3,000 MMb petróleo en recursos prospectivos (2U).

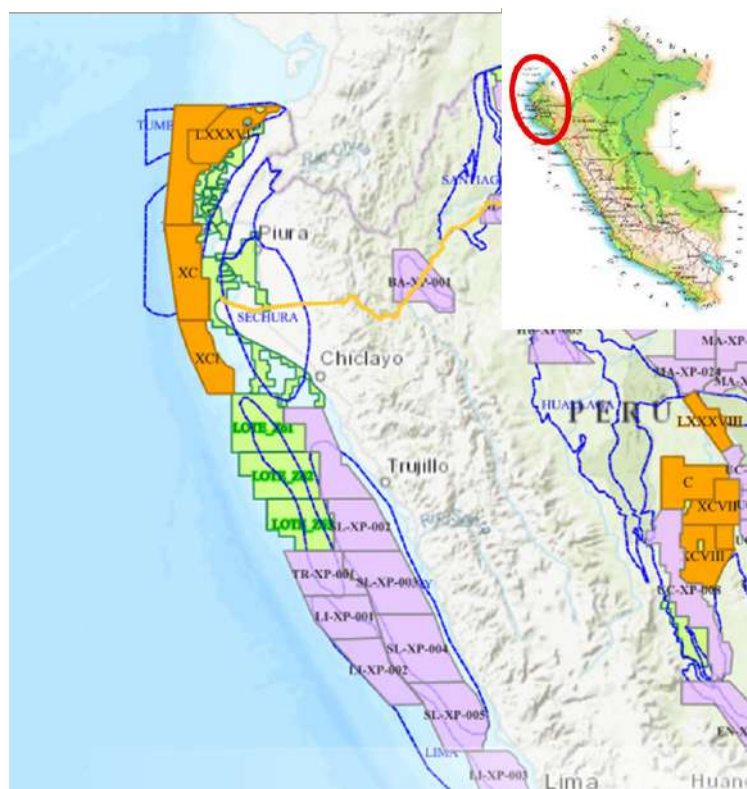
Estas cifras posicionan al área como una de las más prometedoras del offshore del norte peruano.

c) Situación actual

El bloque se encuentra en una cuenca geológicamente probada y ha registrado una reciente reactivación de la actividad exploratoria. Actualmente, se espera la formalización de un contrato de exploración que permita avanzar con la perforación de pozos piloto. Estos estudios serán clave para confirmar la comercialidad de los hidrocarburos y sentar las bases para un desarrollo energético integral en el noroeste peruano.

El desarrollo del Área LXXXVI podría dinamizar la inversión, generar regalías significativas y fortalecer la seguridad energética del país, consolidando a la región como un nuevo polo energético.

Ilustración N° 6: Mapa de áreas y lotes offshore noroeste



Fuente: Perúpetro

7.4.5. Contrato lote 58:

a) Ubicación y contexto

El Lote 58 se encuentra en el distrito de Megantoni, región Cusco, y abarca aproximadamente 340,000 hectáreas. Colinda con los lotes 56, 57 y 88, dentro del área geográfica del Consorcio Camisea. El contrato de licencia fue suscrito en 2005 con Petrobras Energía Perú S.A., que luego transfirió la totalidad de sus activos a PetroChina/CNPC en 2013.

b) Potencial energético estimado

Según el Libro de Recursos de Hidrocarburos 2023 del MINEM, el lote cuenta con:

- 2.36 TCF de recursos contingentes (1C)
- 3.13 TCF de recursos contingentes (2C)

Esto representa un incremento potencial del 30 % sobre las reservas actuales de gas natural del país, consolidando al Lote 58 como uno de los activos más relevantes para la seguridad energética nacional.

c) Situación actual

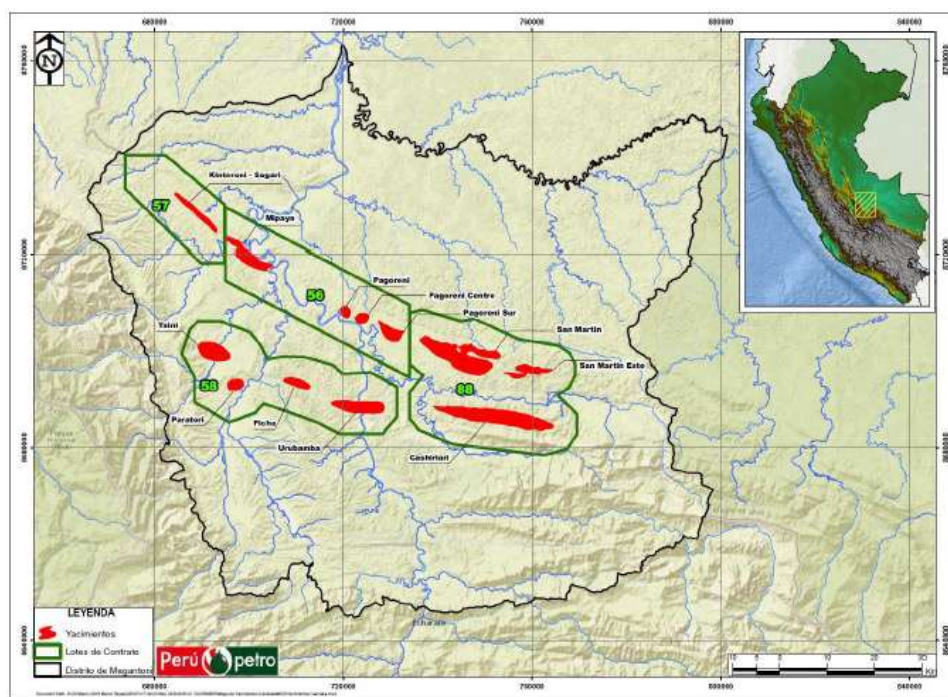
El proyecto fue declarado en fuerza mayor en 2019 debido a impedimentos normativos, especialmente relacionados con permisos ambientales (consulta previa y procesos de desbosque). Tras superar estas limitaciones, el operador ha obtenido la autorización para retomar su plan de desarrollo. Su plan de inversiones contempla:

- Construcción de una línea de recolección de 8 km para transportar gas húmedo hacia la planta de procesamiento de Malvinas, utilizando la infraestructura existente en Camisea.
- Se estima que las obras concluyan hacia fines de 2026.

El desarrollo del Lote 58 no solo permitiría aumentar la producción nacional de gas, sino que también optimiza tiempos y costos gracias a su cercanía a infraestructura crítica ya operativa. Sin embargo, su viabilidad dependerá de una gestión efectiva de los aspectos sociales, ambientales y normativos, así como de un diálogo fluido con las comunidades del área de influencia.

Finalmente, ante la próxima entrada en producción del lote, resulta clave garantizar nuevos polos de demanda interna, como proyectos de masificación o uso industrial del gas, y así compartir el recurso con la exportación.

Ilustración N° 7: Ubicación del Lote 58



Fuente: Perúpetro

